



Universidad
Carlos III de Madrid

Escuela Politécnica Superior

Departamento de Ingeniería Eléctrica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR
TERMOELÉCTRICA**

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL MARTÍN LOZANO

TUTOR: FERNANDO SOTO MARTOS

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

LEGANÉS, 07/2015

TÍTULO: REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL MARTÍN LOZANO

TUTOR: FERNANDO SOTO MARTOS

EL TRIBUNAL

PRESIDENTE: ELISA MARÍA MOLANES LÓPEZ

SECRETARIO: JOSÉ MANUEL FRESNO DE MARCOS

VOCAL: MÓNICA VICTORIA ROJAS MORENO

Realizado el acto de defensa y lectura del Trabajo Final de Grado el día 10 de julio de 2015 en la Escuela Politécnica Superior de Leganés, de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la calificación de:

SECRETARIO

PRESIDENTE

VOCAL

RESUMEN

La producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable juega un papel fundamental en la consecución de los objetivos internacionales en materia medioambiental para el año 2020. Una de las principales alternativas tecnológicas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es la utilización del sol como fuente energética para la generación de electricidad.

A fin de alcanzar estos objetivos, el gobierno español impulsó el crecimiento de la implantación de las tecnologías de carácter renovable mediante elevados incentivos y primas a su producción de electricidad. Como consecuencia de su desarrollo, se sobrepasó la previsión de instalación que terminó provocando desajustes en la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

En este Trabajo de Fin de Grado se expone la evolución normativa en relación con la tecnología de generación de electricidad solar termoeléctrica y se revisa la regulación de la retribución vigente actual en 2015 con respecto a la de años anteriores. Además, se analiza el régimen jurídico y económico, presente en el Real Decreto 413/2014, que otorga incentivos menores, pero suficientes para que las tecnologías renovables estén en pie de igualdad en el mercado eléctrico con respecto a las demás tecnologías. Adicionalmente, se elabora y analiza un estudio de varios casos retributivos de centrales termosolares y se compara su evolución retributiva en el tiempo.

Por último, con la finalidad de facilitar los cálculos de nuevos casos de estudio, se presenta el diseño de una aplicación informática para estimar la retribución pasada y futura de las instalaciones pertenecientes a la tecnología solar termoeléctrica.

ABSTRACT

Electricity production from renewable energy sources plays a key role in achieving international environmental objectives by year 2020. One of the main technological alternatives to reduce the rate of greenhouse gas emissions is the use of solar radiation as an energy source for power generation.

To achieve these objectives, the Spanish government promoted the growth of renewable technologies by high incentives and bonuses to electricity production. As a result, its massive installation ended up provoking financial instability in the electrical system.

In this Bachelor Thesis, the regulatory development in relation with thermoelectric solar technology is exposed and the current remuneration regulation is reviewed and compared to previous years. Moreover, the legal and economic regime of Royal Decree 413/2014, which provides fewer, but sufficient incentives for renewable technologies to be treated equally to other technologies in the electricity market, is analysed. Additionally, a study of several compensation cases of solar thermal power plants and their remuneration evolution compared over time is discussed.

Finally, in order to make the calculation of new case studies easier, the design of a computer application is presented to estimate past and future remuneration of the facilities belonging to the thermoelectric solar technology.

ÍNDICE

RESUMEN/ABSTRACT.....	3
 CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	12
1.1. ANTECEDENTES	12
1.2. OBJETIVOS.....	13
1.3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO.....	13
 CAPÍTULO 2	
EL SISTEMA ELÉCTRICO	15
2.1. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	16
2.2. EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD	26
2.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	29
 CAPÍTULO 3	
EL MERCADO ELÉCTRICO.....	33
3.1. ACTIVIDADES Y AGENTES	33
3.2. EL MERCADO MAYORISTA	34
3.3. EL MERCADO MINORISTA	37
3.4. SERVICIOS DE AJUSTE	37
 CAPÍTULO 4	
LA ENERGÍA TERMOSOLAR	39
4.1. LA TERMOSOLAR COMO RENOVABLE	39
4.2. LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR.....	41
4.2.1. HISTORIA DE LA TERMOSOLAR.....	41
4.2.2. COMPONENTES DE LA TERMOSOLAR	43
4.2.3. TIPOS DE TECNOLOGÍAS	45
4.3. FACTORES INFLUYENTES EN TERMOSOLAR.....	50
4.3.1. LA RADIACIÓN SOLAR.....	50
4.3.2. LA GEOMETRÍA DEL CAPTADOR	51
4.4. COSTES DE INVERSIÓN Y DE EXPLOTACIÓN	54
4.4.1. COSTES DE INVERSIÓN	54
4.4.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN.....	57
 CAPÍTULO 5	
DESARROLLO NORMATIVO HASTA LA REGULACIÓN ACTUAL	58
5.1. VISIÓN GENERAL DE LA REGULACIÓN EN MATERIA DE ENERGÍA RENOVABLE	58
5.2. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	61
5.3. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR	71

CAPÍTULO 6

LEGISLACIÓN VIGENTE ACTUAL REFERENTE A LA TECNOLOGÍA SOLAR

TERMOELÉCTRICA	74
6.1. NUEVO MARCO NORMATIVO	74
6.2. RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO VIGENTE DE CONFORMIDAD AL REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO	76
6.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES	76
6.2.2. INSTALACIÓN TIPO Y SUS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.....	77
6.2.3. RÉGIMEN RETRIBUTIVO	78
6.2.4. HIBRIDACIÓN DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR.....	85

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

.....	87
7.1. ESTUDIO DE LA ORDEN IET/1045/2014	87
7.2. COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES CON DIFERENTES CASOS DE ESTUDIO DE TECNOLOGÍA DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS	94

CAPÍTULO 8

DISEÑO DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA EN MATLAB	102
8.1. PARTES DE LA INTERFAZ GRÁFICA	103
8.2. CASO PRÁCTICO DE LA APLICACIÓN	103
8.3. MANUAL DE INSTALACIÓN O “README”	108

CAPÍTULO 9

PRESUPUESTO	113
--------------------------	------------

CAPÍTULO 10

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	114
--	------------

CAPÍTULO 11

CONCLUSIONES.....	115
--------------------------	------------

ANEXOS

ANEXO I	
CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN DE LA APLICACIÓN REALIZADA RETRISOL.....	117
ANEXO II	
AMORTIZACIÓN DEL PRESUPUESTO: CATEGORÍA “ORDENADOR PERSONAL”	126

BIBLIOGRAFÍA	127
---------------------------	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1 – El sistema eléctrico. Fuente: Red Eléctrica de España [4].
- Figura 2 – Ciclo Rankine en un diagrama T-S. Fuente: Mercedes Vega de Blázquez, Centrales Eléctricas I. [5].
- Figura 3 – Circuito de aire, combustibles, gases y cenizas. Fuente: Mercedes de Vega, Centrales Eléctricas I [5] y elaboración propia [6].
- Figura 4 – Central térmica convencional de carbón. Fuente: UNESA [7].
- Figura 5 – Central eléctrica de ciclo combinado. Fuente: UNESA [7].
- Figura 6 – Ciclos termodinámicos de Rankine (agua) y Brayton (gas). Fuente: Mercedes de Vega, Centrales Eléctricas I [5] y elaboración propia [6].
- Figura 7 – Central eléctrica nuclear. Fuente: UNESA [7].
- Figura 8 – Central eléctrica de energía eólica. Fuente: UNESA [7].
- Figura 9 – Central eléctrica hidráulica. Fuente: UNESA [7].
- Figuras 10 y 11 – Demanda eléctrica y bombeo de las centrales hidráulicas. Fuente: Red Eléctrica de España [11].
- Figura 12 – Potencial teórico de la energía marina. Fuente: IBERDROLA, International Energy Agency y Ocean Energy System [12].
- Figura 13 – Central eléctrica fotovoltaica. Fuente: UNESA [7].
- Figura 14 – Apoyo de una línea eléctrica de transporte de 220kV. Fuente: elaboración propia [6] y Hortensia Amarís, Líneas Eléctricas y Aparamenta [14].
- Figura 15 – Apoyos de líneas eléctricas en función de su tamaño y su tensión. Fuente: Red Eléctrica de España [4] y Hortensia Amarís, Líneas Eléctricas y Aparamenta [14].
- Figura 16 – Sistema simplificado de la red de transporte, reparto y distribución. Fuente: Ángel Ramos, Gestión de Redes [15].
- Figura 17 – Subestación eléctrica de La Eliana. Fuente: Red Eléctrica de España [16].
- Figura 18 – Evolución de la demanda eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].
- Figura 19 – Tabla de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2014. Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].
- Figura 20 – Gráfico de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2014. Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].
- Figura 21 – Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica del año 2014. Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].
- Figura 22 – Evolución de la red de transporte y distribución peninsular y no peninsular. Fuente: Red Eléctrica de España [4].
- Figura 23 – Saldos de los intercambios internacionales con los países vecinos. Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].
- Figura 24 – Compra y venta de energía a través del tiempo para el día D. Fuente: Energía y Sociedad [27].
- Figura 25 – Casaciones por hora de las curvas de oferta y de demanda. Fuente: elaboración propia [6] y Energía y sociedad [27].
- Figura 26 – Curvas agregadas de oferta y demanda en función de la tecnología de generación. Fuente: elaboración propia [6], Energía y sociedad [27] y OMIE [29].
- Figura 27 – Gráfico grado de madurez tecnológica con respecto a la disponibilidad del recuso. Fuente: Iberdrola [10] y [12].

Figura 28 – Evolución de costes de generación eléctrica (2010). Fuente: PER 2011-2020 MINETUR/IDAE [36].

Figura 29 – Pintura mural Giulio Parigi (1599-1600). La defensa de Siracusa. Fuente: dominio público. Galería Uffizi.

Figura 30 – Evolución de producción eléctrica en España. Fuente: Protermosolar, el sector en cifras [41].

Figura 31 – Potencia instalada de la solar termoeléctrica, Mayo 2014. Fuente: Protermosolar, Centrales termosolares de España [42].

Figura 32 – Esquemas de tecnologías. Fuente: TEKNIKER [43].

Figura 33 – Circuito de una central de captadores cilindro parabólicos. Fuente: Torresol Energy, Valle 1 & Valle 2 [49].

Figura 34 – Circuito central de receptor central. Fuente: Torresol Energy, Gemasolar [51].

Figura 35 – Funcionamiento concentrador lineal Fresnel. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 36 – Central de discos parabólicos de Casas de los Pinos, Cuenca. Fuente: Renovalia Energy [52]

Figura 37 – La radiación solar emitida. Fuente: Gas Natural Fenosa [55].

Figura 38 – Irradiancia directa solar al año. Fuente: Meteonorm [56].

Figuras 39 y 40 – Efectos no deseados de la geometría del campo de heliostatos. Fuente: SENER [57].

Figuras 41 y 42 – Efectos no deseados de la geometría del campo de heliostatos. Fuente: SENER [57].

Figura 43 – Efecto coseno de la superficie de un colector plano. Fuente: SENER [57].

Figura 44 – Evolución del rendimiento del concentrador con respecto al ángulo de incidencia. Fuente: Pedro Fernández Díez , *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura* [58].

Figura 45 – Desglose de costes de inversión de las tecnologías más comercializadas. Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

Figura 46 – Porcentaje de los costes de inversión de una Central CCP con almacenamiento. Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

Figura 47 – Porcentaje de los costes de inversión de una Central CCP sin almacenamiento. Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

Figura 48 – Casos de variación de la Prima de referencia en función del precio horario del mercado. Fuente: Artículo 27 del Real Decreto 661/2007 [65] y elaboración propia [6].

Figura 49 – Evolución temporal de la potencia instalada de la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: IDAE, PER 2011-2020 [36] y Protermosolar, Centrales en España [42].

Figura 50 – Evolución del valor de la Tarifa Regulada en el tiempo para la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: elaboración propia [6], Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

Figura 51 – Evolución del valor del precio de mercado más la prima correspondiente en el tiempo para la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: elaboración propia [6], Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

- Figura 52 – Composición de una instalación a efectos retributivos. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 53 – Régimen Retributivo del Real Decreto 413/2014. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 54 – Ejemplo práctico del otorgamiento de la retribución a la operación. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 55 – Casos posibles entre los que se sitúa el precio de mercado. Fuente: Real Decreto 413/2014 [77] y elaboración propia [6].
- Figura 56 – Variación de retribución específica según condiciones. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84] y elaboración propia [6].
- Figura 57 – Tabla de centrales termosolares divididas en diferentes instalaciones tipo. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].
- Figura 58 – Centrales termosolares instaladas en España.
Fuente: Protermosolar, Centrales termosolares en España [42].
- Figura 59 – Tabla correspondiente a la segunda mitad del año 2013. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].
- Figura 60 – Tabla correspondiente a los años 2014-2016. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].
- Figura 61 – Tabla correspondiente a la Retribución a la Operación de los años 2015 y 2016. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].
- Figura 62 – Caso personalizado para cada instalación tipo. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].
- Figura 63 – Comparación del nuevo régimen jurídico y económico.
Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].
- Figura 64 – Análisis comparativo general entre la estimación con el nuevo régimen retributivo y el anterior para el año 2014. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].
- Figura 65 – Análisis comparativo particular entre la estimación con el nuevo régimen retributivo y el anterior para el año 2014. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].
- Figura 66 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 1. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 67 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 2. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 68 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 3. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 69 – Interfaz en Mac OS de la aplicación informática RetriSOL. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 70 – Cuadro de *inputs* de la interfaz gráfica. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 71 – Elección del tipo de instalación termosolar. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 72 – Elección de la potencia de la instalación. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 73 – Elección del tipo almacenamiento térmico. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 74 – Elección del año de puesta en marcha. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 75 – Elección del tipo de modalidad de retribución hasta el año 2013. Fuente: elaboración propia [6].
- Figura 76 – Cuadro de *inputs* completamente definido. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 77 – Botón para accionar la ejecución de la aplicación. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 78 – Interfaz gráfica en Mac OS ejecutada para el Caso 4. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 79 – Tabla de retribución anual para el Caso 4. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 80 – Gráfica de retribución anual para el Caso 4. Fuente: elaboración propia [6].

Figuras 81 y 82 – Instaladores de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 83 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 84 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 85 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 86 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 87 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 88 – Aplicación RetriSOL. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 89 – Interfaz en Windows de la aplicación informática RetriSOL. Fuente: elaboración propia [6].

Figura 90 – Diagrama de Gantt de la duración del Trabajo de Fin de Grado. Fuente: elaboración propia [6].

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Costes de inversión de las tecnologías termosolares. Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

Tabla 2 – Costes de explotación de las tecnologías termosolares. Fuente: PER 2011 – 2020, IDAE [36].

Tabla 3 – Porcentaje retributivo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia de la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo [63].

Tabla 4 – Tarifas y primas correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.2. Fuente: Real Decreto 661/2007 [65].

Tabla 5 – Valores porcentuales de bonificación y penalización aplicables a los períodos horarios. Fuente: Real Decreto 661/2007 [65].

Tabla 6 – Horarios de punta, llano y valle. Fuente: MINETUR [66].

Tabla 7 – Valores porcentuales de bonificación y penalización aplicables a los períodos horarios. Fuente: Real Decreto 1565/2010 [70].

Tabla 8 – Horas equivalentes de referencia al año según el tipo de tecnología termosolar. Fuente: Real Decreto 1614/2010 [71].

Tabla 9 – Evolución temporal de la potencia instalada de la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: IDAE, PER 2011-2020 [36] y Protermosolar, Centrales en España [42].

Tabla 10 – Valores de los parámetros retributivos anuales para las instalaciones de la tecnología solar termoeléctrica. Fuentes: Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

Tabla 11 – Límites superiores e inferiores del mercado de producción. Fuente: Real Decreto 413/2014 [77].

Tabla 12 – Previsión de los valores del precio de mercado y límites superiores e inferiores anuales. Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

Tabla 13 – Previsión de precios aplicables a la tecnología termosolar. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 14 – Comparación anual entre la Tarifa Regulada y la Prima de Referencia más el precio anual de mercado. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 15 – Desglose de la retribución de la instalación en el Caso 1 de la regulación anterior y el supuesto de continuidad. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 16 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 1 con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 17 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 1. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 18 – Desglose de la retribución de la instalación en el Caso 2 de la regulación anterior y el supuesto de continuidad. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 19 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 2 con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 20 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 2. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 21 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 3 con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 22 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 3. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 23 – Datos de la tabla de la aplicación para el Caso 4. Fuente: elaboración propia [6].

Tabla 24 – Desglose de tareas del Trabajo de Fin de Grado. Fuente: elaboración propia [6].

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La necesidad inherente de la electricidad en la sociedad de hoy en día, la dependencia del uso de los recursos fósiles, la limitación de sus reservas y su futuro agotamiento han concienciado a la sociedad haciéndola apostar por un mundo más sostenible, más renovable.

Con la primera reunión internacional sobre medioambiente que tuvo lugar en Estocolmo a principios de la década de los 70 del siglo pasado, se empezó a valorar un aprovechamiento energético más eficiente y responsable. Posteriormente, varios tratados y protocolos han apuntado hacia el mismo sentido: el desarrollo sostenible basado en tecnologías perdurables.

España, con excelentes expectativas en el horizonte, desarrolló grandes planes para este tipo de fuentes de energía, elaborando marcos normativos atractivos a fin de apoyar a las nuevas inversiones. Como consecuencia, se produjo una elevada incursión de estas tecnologías y, debido al coste de financiación que éstas conllevaron, en los últimos años se ha optado por cambiar la regulación para garantizar la seguridad económica del sistema eléctrico.

Desde hace unos años, estos cambios en los incentivos a las tecnologías renovables, han ido reduciendo su alta rentabilidad. Con el panorama económico actual, las anteriores normativas carecían de la suficiente justificación como para continuar en vigor y requerían de una adaptación; es aquí donde entra en escena el *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Esta nueva legislación, junto con la Ley 24/2013 y el Real Decreto-ley 9/2013, unifican el régimen retributivo actual, abandonando conceptos definidos como régimen ordinario y régimen especial.

El objetivo de esta nueva política energética en España reside en contener, disminuir y eliminar un déficit tarifario que aumentaba año tras año, sin minar de forma excesiva la consecución de objetivos comunitarios o internacionales en materia de integración de energías renovables y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En este Trabajo de Fin de Grado se revisa la retribución de la tecnología de generación en la que España es líder mundial, la solar termoeléctrica. Asimismo, se realiza un estudio comparativo del antes y el después de la entrada en vigor de esta nueva regulación.

Antes de entrar en materia es conveniente analizar la configuración del sistema y del mercado eléctrico español, así como unos breves apartados para describir los principales aspectos de la tecnología termosolar.

1.2. OBJETIVOS

El principal objetivo de este trabajo consiste en analizar la retribución de la energía termosolar en 2015 y compararla con el sistema retributivo de años anteriores. Adicionalmente, como objetivo secundario se realizará una aplicación informática para facilitar el cálculo de la retribución de una determinada instalación de esta tecnología.

Para plantear correctamente dicho objetivo, es necesario desarrollar las siguientes actividades:

- Búsqueda y recopilación de información básica sobre las tecnologías de generación, en especial la tecnología termosolar, explicando la dependencia del recurso solar y la ingeniería elemental de estas centrales.
- Analizar el marco legal de forma cronológica para comprender mejor las decisiones y hechos que han acaecido.
- Revisar y analizar en profundidad las retribuciones percibidas por el anterior régimen especial.
- Elaborar varios casos de estudio económico y retributivo de centrales termosolares ubicadas en el mismo lugar pero en diferentes espacios de tiempo.
- Diseñar una aplicación informática mediante MatLab como complemento para facilitar los cálculos retributivos de una determinada instalación solar termoeléctrica.

1.3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

De forma resumida, se indica para cada capítulo la información que se va a tratar en la presente memoria, dando así una visión global del conjunto del TFG para facilitar su comprensión:

- Capítulo 1: desarrolla una breve introducción de los temas que se van a tratar en este Trabajo de Fin de Grado, objetivos y la organización de la memoria.
- Capítulo 2: se realiza una pequeña inmersión en el sistema eléctrico español, identificando las tecnologías de generación existentes y otras actividades que se desarrollan.
- Capítulo 3: se hace una reseña del mercado eléctrico, su funcionamiento básico y se explican algunas características de los servicios de ajuste.

- Capítulo 4: elabora un análisis de las energías renovables, historia de la termosolar, tecnologías disponibles, ciclo termodinámico, ángulos solares, dependencias de radiación solar de la tecnología y costes más relevantes.
- Capítulo 5: análisis del marco normativo desde el inicio de la regulación renovable y su evolución hasta la entrada de la legislación vigente en 2015.
- Capítulo 6: se analiza la legislación vigente y se explica el régimen jurídico y económico por el que se rigen las tecnologías de generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.
- Capítulo 7: se definen varios casos de estudio de centrales termosolares con puesta en marcha en distintos años, se analizan y posteriormente se comparan entre sí.
- Capítulo 8: presentación del diseño de la interfaz gráfica de la aplicación informática, se muestran sus partes, el manual de instalación y se realiza un nuevo caso práctico para su familiarización.
- Capítulo 9: desglose del presupuesto.
- Capítulo 10: cronograma de actividades.
- Capítulo 11: exposición de las principales conclusiones obtenidas del Trabajo de Fin de Grado.
- Anexos: recoge el código de programación de la aplicación informática.
- Bibliografía: se presentan las referencias bibliográficas utilizadas.

CAPÍTULO 2

EL SISTEMA ELÉCTRICO

Un sistema eléctrico es un conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda eléctrica. En otras palabras, es el esqueleto, el sistema físico en el que se desarrollan las actividades de generación, transporte, distribución y consumo de electricidad. Dichas actividades, se rigen mediante componentes de seguridad, protección y control que aseguran su continuidad, calidad y seguridad de suministro [2].

Cada sistema eléctrico tiene unas características propias y otras comunes, de forma que, atendiendo a diversas cuestiones como por ejemplo la tradición, historia, orografía y extensión del territorio, se pueden encontrar peculiaridades únicas en cada uno de ellos. Por otro lado, todos los sistemas eléctricos, por lo general, son semejantes en algunos aspectos:

- Están constituidos por sistemas trifásicos.
- Tienen medios de control.
- Se rigen por los mismos parámetros principales de medida: frecuencia, tensión y continuidad de suministro.

Además, estos sistemas se caracterizan por ser dinámicos, es decir, tienden a equilibrar en todo momento la producción y consumo de electricidad; puesto que es imposible almacenar energía eléctrica en grandes cantidades.

Por ese motivo, siguiendo una jerarquía de niveles, se utilizan diferentes mecanismos de control durante todo el proceso: desde los automatismos más pequeños en las unidades generadores, hasta los de mayor escala como los centros de control eléctrico.

La figura 1 muestra un esbozo del recorrido de la electricidad desde los puntos de generación hasta su consumo:

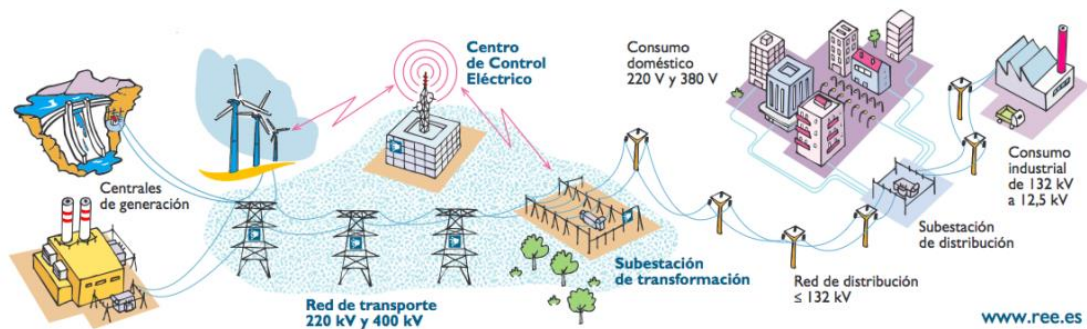


Figura 1 – El sistema eléctrico. Fuente: Red Eléctrica de España [4].

En el sistema eléctrico, las centrales de generación vierten su producción de electricidad a la red a una cierta tensión, la cual se transporta a tensiones elevadas hacia los centros de transformación y distribución. Una vez allí, se transforma a menor tensión para poder así distribuirla donde se requiera y satisfacer la demanda. Estos procesos están controlados y gestionados por el Centro de Control Eléctrico o CECOEL, encargándose de garantizar la continuidad, calidad y fiabilidad del suministro. En los siguientes epígrafes se procederá a desarrollar estas actividades.

2.1. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El cometido de la generación de la energía eléctrica es la conversión de energías primarias de cualquier origen (nuclear, solar, eólico, fósil, hidráulico, etc.) en la secundaria por antonomasia: la electricidad, más aprovechable y universal. Dicha actividad es una de las dos que están liberalizadas, es decir, compiten entre sí en determinados mercados.

Estas centrales suelen estar próximas a los núcleos de extracción de dichas energías primarias o focos donde abunda el recurso que se quiere utilizar. En España, la producción de electricidad se vierte, normalmente, a tensiones entre 6 y 20kV.

A continuación se muestra una breve descripción de cada tipo de tecnología presente en el mix de generación del sistema eléctrico español; a excepción de la energía solar termoeléctrica que se tratará en un capítulo aparte:

ENERGÍA TÉRMICA CONVENCIONAL DE CARBÓN

Estas centrales cargan con un peso importante en la generación, aproximadamente una cuarta parte de la generación total. Debido a la consecución de los objetivos medioambientales, una mayor producción de electricidad de las hidroeléctricas por la creciente pluviosidad ocasionada en 2013 y la constante incorporación de las energías renovables, el uso de las plantas térmicas convencionales ha disminuido casi un 25% en 2013 respecto a 2012, y un 33% en el 2012 con respecto al 2011 en términos de cobertura de demanda.

Las características que definen el tipo de central están en la particularidad de cómo conseguir dicho calor. En las centrales de carbón se conoce como el “circuito de aire, combustible, gases y cenizas”, acorde a la figura 3 se explican sus componentes principales:

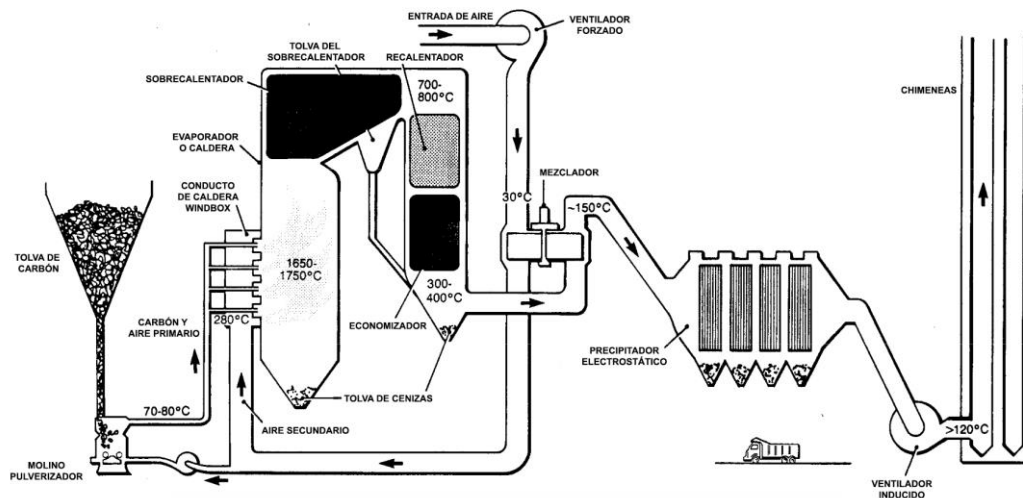


Figura 3 – Circuito de aire, combustibles, gases y cenizas.

Fuente: Mercedes de Vega, Centrales Eléctricas I [5] y elaboración propia [6].

La tolva de alimentación contiene el carbón en su fase inicial cuyo movimiento se realiza gracias a un molino pulverizador. Más adelante, el carbón se introduce en el generador de vapor o caldera y se volatiliza la mezcla de aire y combustible calentando a su vez diversos compartimentos como son: el economizador, calderín, sobrecalentadores y recalentador. La solución resultante de la combustión, con cenizas suspendidas, sale de la caldera y tras pasar por un mezclador, donde parte de ella vuelve a la caldera, va a parar a un precipitador electrostático que captará las cenizas y las almacenará para su posterior exportación. A la salida del precipitador, se encuentra otro ventilador que expulsará los gases contaminantes a través de una o varias chimeneas.

Una vez analizado su funcionamiento básico, en la figura 4 siguiente se muestra en conjunto una central térmica de carbón con sus diferentes elementos:

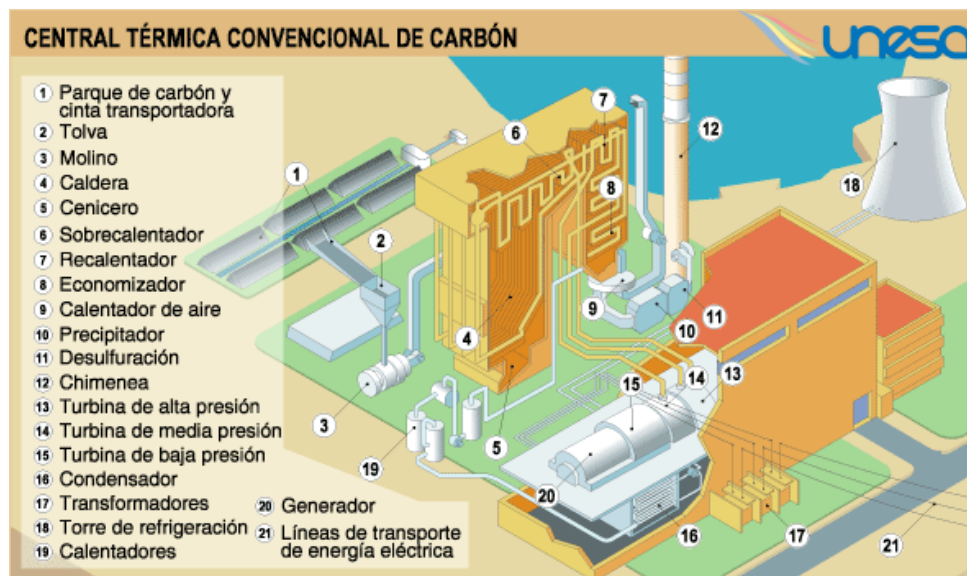


Figura 4 – Central térmica convencional de carbón. Fuente: UNESA [7].

La ventaja más señalada de esta tecnología es que presenta una alta fiabilidad y disponibilidad a la respuesta de la demanda eléctrica. Por contraste, sus desventajas serían, en el ámbito local, el ensuciamiento por culpa del polvo creado, regionalmente, la lluvia ácida provocada por el SO₂ y, globalmente, una contribución mayor al efecto invernadero por los gases emitidos. Si bien las dos primeras se pueden paliar en países desarrollados, se están realizando pruebas para contrarrestar la última de ellas, con la tecnología denominada “carbón limpio”¹.

Este proceso térmico es muy parecido al que se utiliza en centrales incineradoras de residuos sólidos urbanos o al de las plantas de cogeneración de biomasa. La única distinción entre ellas radica en los combustibles, aunque todos hallen su origen en el carbono de manera primitiva.

ENERGÍA TÉRMICA DE CICLO COMBINADO

En España, las plantas de ciclo combinado producen una gran parte de la energía térmica convencional. Su funcionamiento se basa en el desarrollo de dos ciclos consecutivos, un ciclo de gas, Brayton; y otro de vapor de agua, Rankine. El ciclo de vapor es similar en todas las centrales térmicas convencionales y se ha expuesto anteriormente. Por ende, queda el interrogante de cómo genera esta tecnología el suministro de calor: con el ciclo de combustión por gas (Brayton). En la figura 5 se muestra un ejemplo de combinación de una central de estas características:

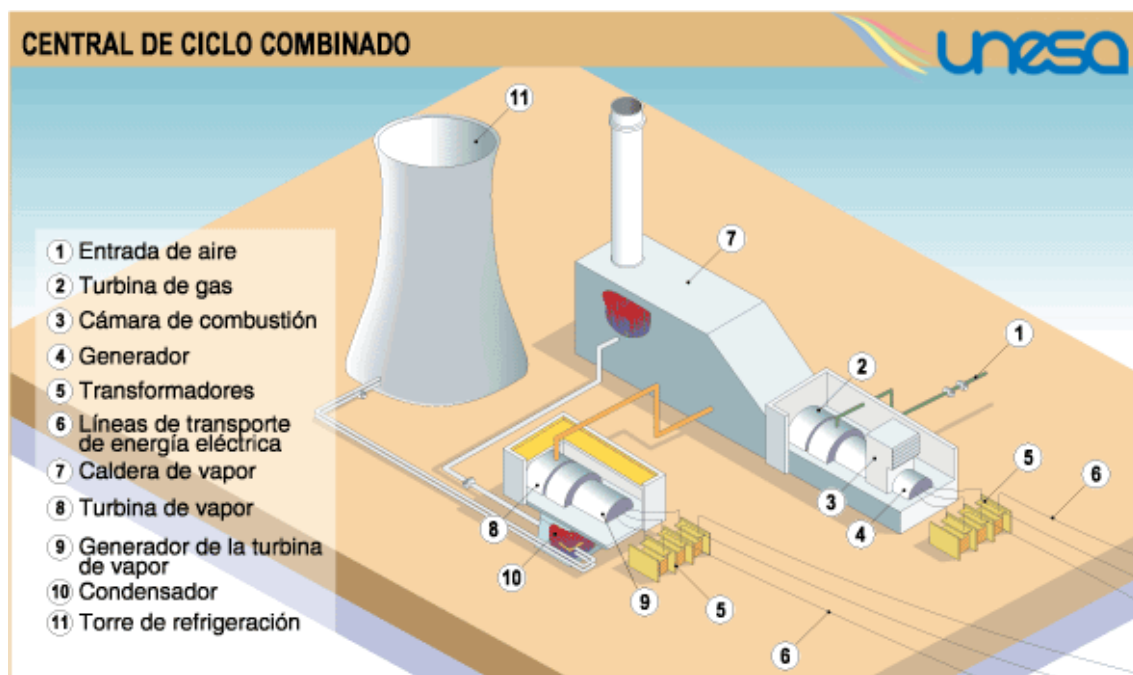


Figura 5 – Central eléctrica de ciclo combinado. Fuente: UNESA [7].

¹ Ya se están construyendo las primeras centrales piloto con esta aplicación en países como Canadá, EEUU, China o Alemania [8].

El ciclo Brayton, cuyo combustible habitual es el gas natural, es similar al de vapor pero en lugar de usar agua, utiliza aire proveniente de la atmósfera para generar electricidad. Utilizando un intercambiador de calor, la combustión del gas constituye el foco caliente del ciclo de vapor. En la figura 6 se observan los ciclos termodinámicos en un diagrama T-S:

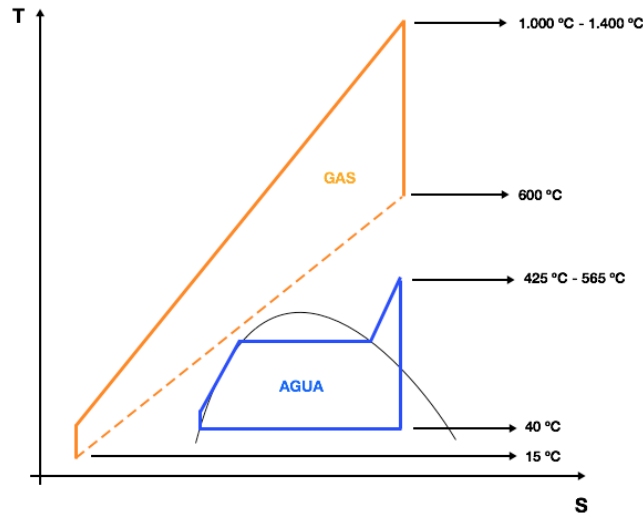


Figura 6 – Ciclos termodinámicos de Rankine (agua) y Brayton (gas).
Fuente: Mercedes de Vega, Centrales Eléctricas I [5] y elaboración propia [6].

Los ciclos combinados de gas natural tienen un mayor rendimiento que las convencionales de carbón, al aportar potencia desde los dos circuitos a la vez, desde la turbina de gas y la de vapor. Asimismo, son más flexibles y fiables en cuanto a variaciones de carga. Además, aunque las emisiones sean más bajas que las convencionales de carbón siguen incidiendo negativamente en el cambio climático.

Las centrales de ciclo combinado han contribuido en la generación de electricidad con un 8,5% en el año 2014, un punto menos que el año pasado, pese a que en España representan con casi un 25% de la potencia total instalada.

ENERGÍA TÉRMICA NUCLEAR

Actualmente, España cuenta con seis centrales nucleares en funcionamiento, con una potencia total de 7.728 MW, siendo la segunda fuente de energía que más se utiliza [9].

Las nucleares aprovechan el calor obtenido mediante la fisión de átomos radiactivos para producir energía. Los más frecuentemente utilizados son el uranio y el plutonio y, aunque otros elementos puedan valer a este fin, los citados son los óptimos en cuanto a cantidad y facilidad de fisión.

La fisión se define como la ruptura de un núcleo atómico pesado en dos o más partes, creando consigo un proceso exotérmico y despidiendo calor. La ruptura se realiza por varios métodos, uno de ellos sería lanzar un neutrón libre contra el átomo de uranio haciéndolo inestable, obteniéndose así la ruptura. Para tener controladas las reacciones en cadena se realizan en un reactor, una instalación que permite formar este tipo de reacciones sin peligro de escape o fuga.

Como en todas las centrales térmicas, una vez almacenado el suficiente calor, éste se utiliza para convertir un líquido en vapor. Dicho resultado a altas presiones sirve para rotar una turbina que unida a un alternador, genera potencia eléctrica. En la figura 7, se muestran los diferentes componentes de una central básica:

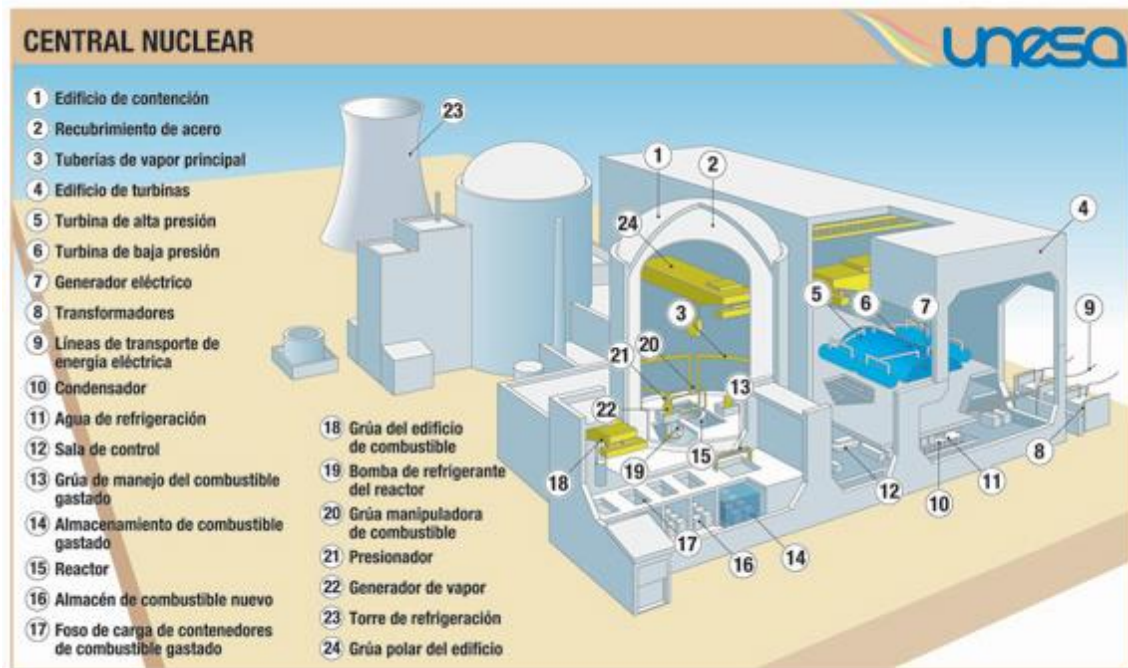


Figura 7 – Central eléctrica nuclear. Fuente: UNESA [7].

Existen diferentes tecnologías atendiendo a la clase de reactor, éstos son: PWR (Pressurized Water Reactor), BWR (Boiling Water Reactor), GCR (Gas Cooled Reactor), HWR (Heavy Water Reactor). Cada uno de ellos con diferentes tipos de refrigerante, moderador y combustible [5].

Esta tecnología tiene en su haber grandes ventajas, por ejemplo no produce gases contaminantes, puesto que en su proceso no hay implicación de combustibles fósiles; produce energía continuamente con un alto índice de horas de funcionamiento (casi un 90% de horas al año) y por último, dado que se necesita poca materia prima para generar grandes proporciones de energía, se ahorran periódicamente algunas etapas fuera de la generación (como la extracción, transporte y manipulación).

Pese a ello, tiene importantes inconvenientes:

- El recurso nuclear puede constituir un peligro debido a su carácter inestable sin las medidas adecuadas.
- La vida útil de una central está limitada por su reactor, elevando así el coste de inversión.
- La gestión de los residuos radiactivos en instalaciones especializadas que puede tardar cientos de años en perder su radiactividad y peligrosidad para el ser humano.

ENERGÍA EÓLICA

La energía del viento está resultando ser una de las más rentables, dentro de las energías renovables, debido a su eficiencia y madurez. Actualmente, al año produce alrededor de 51.000 GWh, lo que representa casi un 21% de la cobertura de demanda anual del sistema eléctrico peninsular español.

El funcionamiento básico de los parques eólicos se basa en transformar la energía cinética del viento en energía mecánica y, gracias a un alternador unido al aerogenerador, transformar la energía en electricidad.

Para que la potencia generada sea cuantiosa, los parques se componen de varios molinos de viento. En la figura 8 se muestra la composición de un parque eólico:

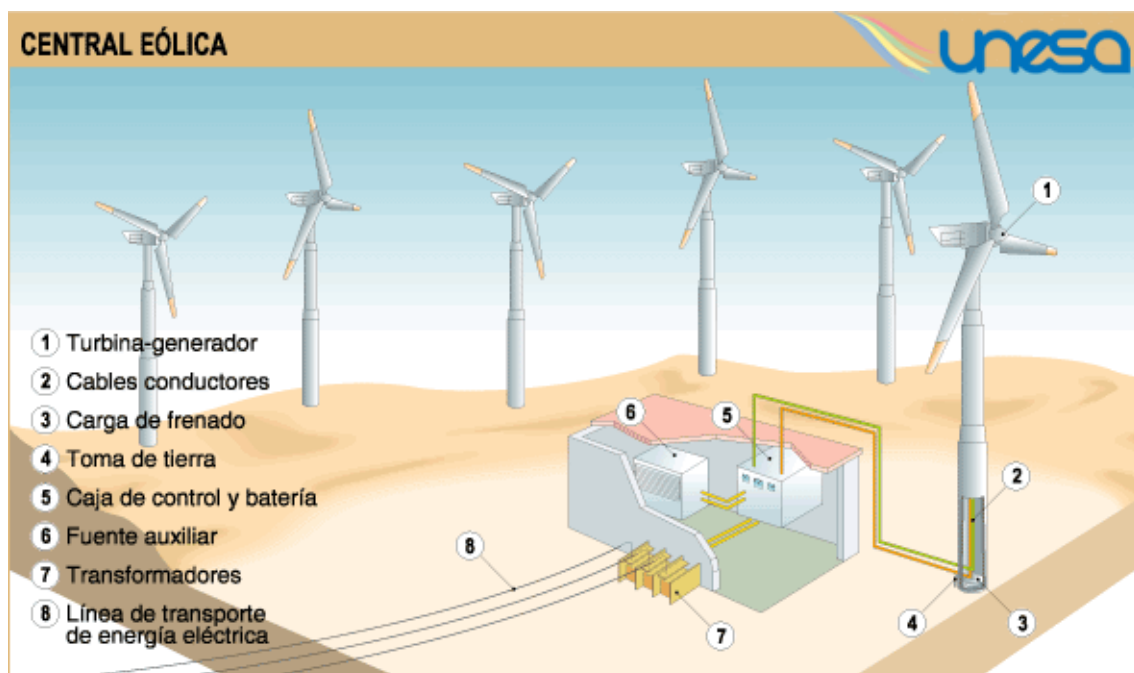


Figura 8 – Central eléctrica de energía eólica. Fuente: UNESA [7].

El recurso eólico crece con la altitud, de ahí que las góndolas estén en torres a gran altura para captar el viento. Por este motivo y para poder hacer un uso adecuado de la energía del viento es necesario que la velocidad del mismo esté entre un mínimo (cut-in speed) y un máximo (cut-out speed), de tal manera que no empiezan a funcionar hasta que alcanzan el mínimo y se paran cuando superan el máximo. Éste es un motivo de seguridad y para evitar roturas o desgastes excesivos en los ejes rotatorios.

Los parques eólicos pueden construirse tanto en tierra (onshore) como en mar (offshore). Las ubicaciones terrestres suelen ser las más comunes, puesto que tienen menores costes de construcción en lo que se refiere a la inversión inicial. Además, su transporte es más fácil al tener mayor disponibilidad para conectarse a una red cercana. A pesar de esto, las construcciones offshore tienen mejores rendimientos porque disponen de mayor cantidad de recurso en zonas marinas, aunque en España sus localizaciones son escasas [10].

ENERGÍA HIDRÁULICA

Desde hace cientos de años, la humanidad se ha valido de la fuerza del descenso natural del agua empleando una versión parecida al molino de viento. Las centrales hidroeléctricas se empezaron a construir a partir del siglo XIX utilizando almacenes de grandes masas de agua dulce, tales como embalses y pantanos para, posteriormente, usar dicha energía contenida. El fundamento es bastante simple, la energía potencial almacenada se utiliza a través de saltos de agua como energía mecánica que más tarde se convierte en energía eléctrica. En la figura 9 se observa la distribución de una central hidroeléctrica:

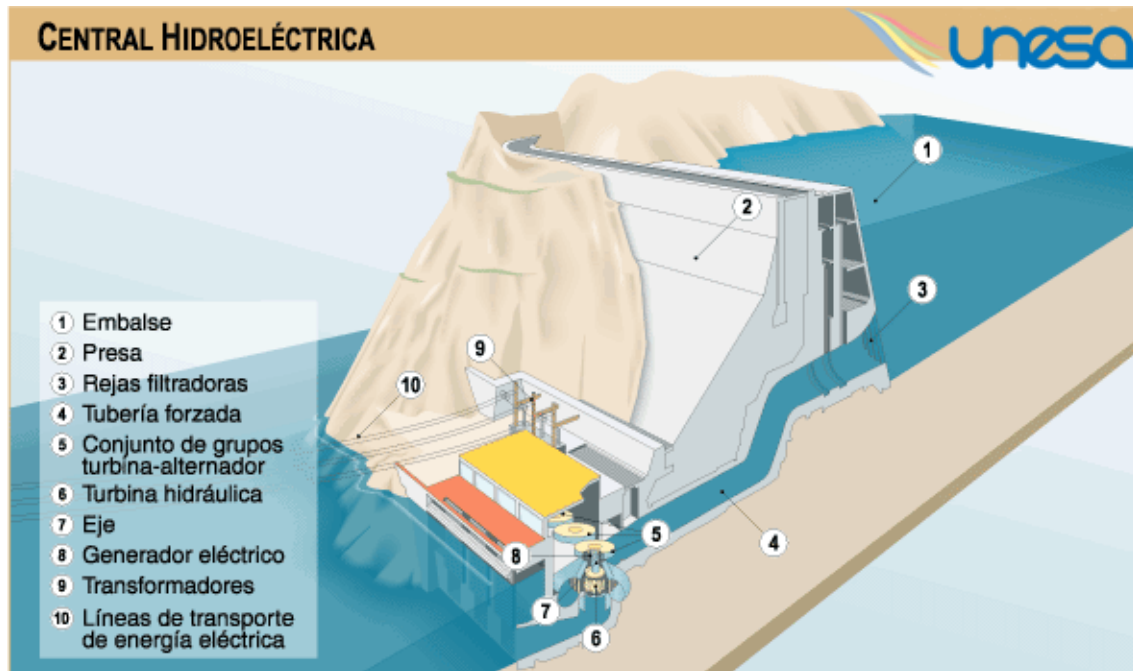


Figura 9 – Central eléctrica hidráulica. Fuente: UNESA [7].

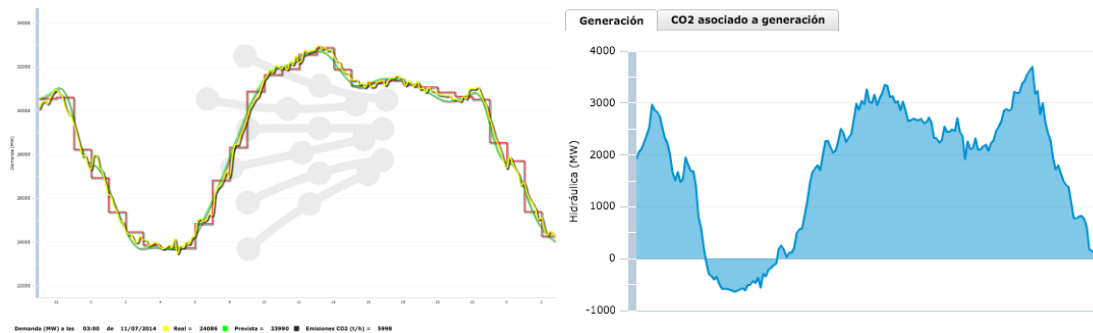
Hoy en día, la hidroeléctrica ha alcanzado prácticamente su cénit, con rendimientos que exceden el 90%. En España, la potencia hidráulica instalada está en torno a un 20% de la total, representando de media un 15% de la producción total [5].

Las principales turbinas hidroeléctricas son:

- Turbina Pelton: se emplean en grandes saltos de altura grandes y caudales pequeños. Son turbinas de eje horizontal.
- Turbina Francis: de reacción y de eje vertical. Se utiliza en saltos y caudales medios. La turbina ofrece la posibilidad de cambiar la posición de las palas directrices, pudiendo regular de esta forma el gasto másico, o caudal de entrada, y por consiguiente la potencia.
- Turbina Kaplan: se destinan a turbinar presas con alturas de menos de 50 metros y caudales medios y altos. Se caracteriza por tener los álabes orientables de tal manera que pueden llegar a ser reversibles, es decir, que también son instrumento de centrales de bombeo.

La gran ventaja de esta energía reside en que el recurso es almacenable y por tanto, puede regularse su generación. Además, en horas de menor precio eléctrico, muchas veces coincidente con las horas valle, algunas centrales reversibles pueden volver a bombear parte

del agua al embalse de donde había venido, para usarla en momentos más lucrativos como se muestra en la figura 10 y 11:



*Figuras 10 y 11 – Demanda eléctrica y bombeo de las centrales hidráulicas.
Fuente: Red Eléctrica de España [11].*

En las figuras 10 y 11 se muestra, a la izquierda, la demanda eléctrica del día 11 de julio de 2014; y a la derecha, la producción de electricidad de las centrales hidráulicas de España en ese mismo día. Como se observa, en la figura de la derecha se encuentra una generación en negativo alrededor del horario de madrugada (de 02:00am a 06:00am) que corresponde con el intervalo de menor demanda eléctrica; éste significa que las centrales hidroeléctricas reversibles consumieron electricidad para bombear el agua de vuelta al embalse principal y así, poder utilizarla más adelante.

ENERGÍA MARINA

La energía marina es aquella que está presente en las constantes oscilaciones de todos los mares y océanos del planeta. Es producida por la acción gravitatoria del sol y la luna y tiene muchas formas de aprovechamiento, ya sea por el movimiento de vaivén de las mareas, las olas, o bien por el tránsito de las corrientes acuáticas submarinas.

A pesar de esto y de contar con una enorme disponibilidad energética, todavía no se ha desarrollado una madurez tecnológica en todas las aplicaciones como para ser plantas competitivas. Por otro lado, el potencial teórico que ofrecen estas aguas es mucho mayor que la demanda mundial necesitada, figura 12:

Tecnologías marinas	Recurso global estimado (TWh/año)
Undimotriz	80.000 TWh/año
Corrientes	800 TWh/año
Maremotriz	300 TWh/año
Gradiente térmico	10.000 TWh/año
Gradiente Salino	2.000 TWh/año
<p style="text-align: center;">Tendrá el potencial teórico para satisfacer varias veces la actual demanda eléctrica mundial *</p>	
<p>* 17.500TWh/año Fuente: IEA, OES-IA</p>	

*Figura 12 – Potencial teórico de la energía marina.
Fuente: IBERDROLA, International Energy Agency y Ocean Energy System [12].*

En España, sólo existe alguna planta a título experimental. Por ejemplo, desde 2011, lleva produciendo electricidad la primera planta marina a nivel mundial de columnas de agua oscilante, instalada por el Ente Vasco de la Energía en Motrico, Guipúzcoa. Cuenta con un total de 296 kW repartidas en sus 16 turbinas produciendo una potencia estimada anual de 400 MWh [13].

ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Las plantas de células fotovoltaicas no convierten energía mecánica en energía eléctrica sino que lo hacen, mediante procesos químicos, a través de la transformación directa de la radiación solar. En la figura 13 se muestra esquemáticamente una central fotovoltaica:

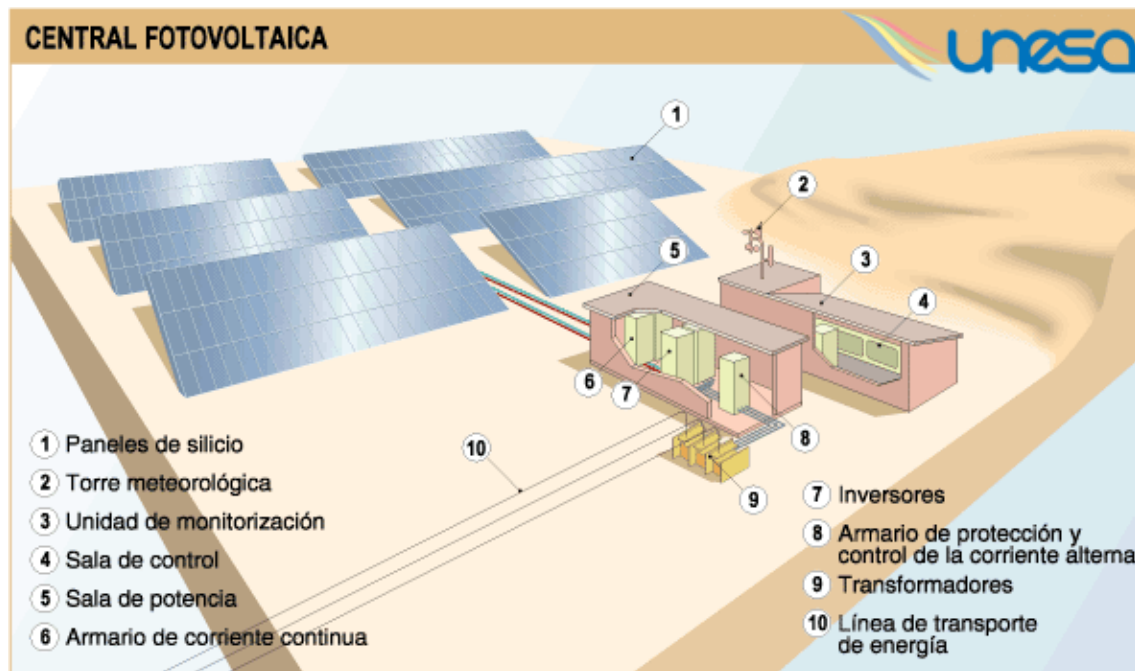


Figura 13 – Central eléctrica fotovoltaica. Fuente: UNESA [7].

La energía solar incide sobre las células por medio de fotones cargados de energía. Las células fotovoltaicas forman módulos, uniéndose en serie unos con otros. Dentro de las células, los fotones irradiados chocan con los átomos del material provocando una reacción en la capa de electrones, lo que crea una corriente eléctrica muy pequeña. Si se unen varios módulos se forma una placa fotovoltaica y, gracias a la suma de varias placas, se consigue producir una potencia importante para que sea transportada. Por último, hay que señalar que la corriente saliente de las placas se genera en corriente continua y por tanto, se necesita un inversor para convertirla en alterna antes de transformarla a alta tensión para su transporte.

El material utilizado por excelencia para la fabricación de las placas es el silicio cristalino, siendo su máximo rendimiento de campo de un 20%². Las células conforman tres acabados dependiendo de su fabricación: monocristalinas, policristalinas y amorfas.

Como cabe esperar el rendimiento de estas instalaciones depende fundamentalmente de la radiación emitida por el sol, los ángulos solares y de las placas, la ubicación de la planta, etc. Al

² El rendimiento de campo siempre es algo menor que el rendimiento obtenido en un laboratorio [10].

tener una gran similitud con las centrales solares termoeléctricas dichas peculiaridades se explicarán en el Capítulo 4.

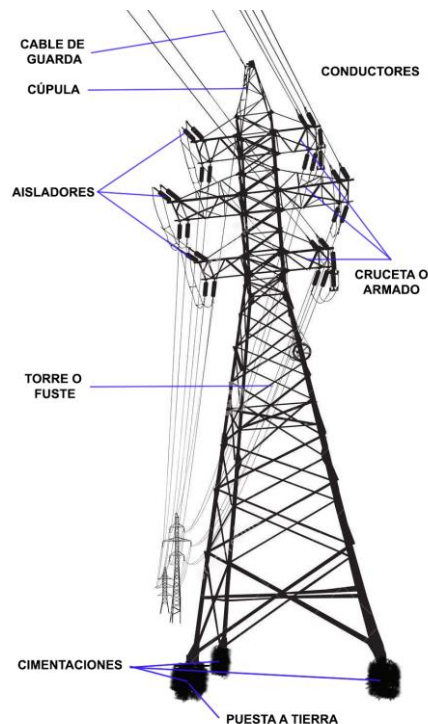
Uno de los inconvenientes que presenta esta tecnología es que tiene un rendimiento muy bajo, lo que repercute en el coste de inversión, puesto que se necesitan enormes cantidades de terreno para que la potencia sea elevada.

2.2. EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Las actividades de transporte y de distribución de electricidad constituyen la espina dorsal de los sistemas eléctricos. Son las que hacen posible que fluya la electricidad desde los puntos de generación a los nudos de consumo.

En España, a fin de evitar la redundancia de equipos e instalaciones, se reconoce por ley como transportista único a Red Eléctrica de España, que desempeña la función de Operador del Sistema (OS). De esta forma, las actividades de transporte y distribución se definen como un monopolio natural de carácter regulado.

En cuanto a la transmisión de electricidad, se distinguen dos formas dependiendo de la distancia de transporte. Si se realiza a gran escala, el transporte de electricidad se efectúa por aire, mediante cables desnudos que recorren las líneas aéreas a alta tensión con la finalidad de minimizar las pérdidas por efecto Joule, de género resistivo. El material de los cables suele ser aluminio o aluminio reforzado con acero para una mayor conductividad y resistividad entre los apoyos [14]. En la figura 14 se observan algunos de los componentes de un apoyo de una línea eléctrica:



*Figura 14 – Apoyo de una línea eléctrica de transporte de 220 kV.
Fuente: elaboración propia [6] y Hortensia Amarís, Líneas Eléctricas y Aparamenta [14].*

Por otro lado, si se realiza a menor escala, la distribución se efectúa a media o baja tensión mediante cables aislados y protegidos para aportar mayor seguridad a los consumidores. Estas líneas pueden ser aéreas mediante apoyos más pequeños y livianos, o bien pueden estar soterrados. En la figura 15 se muestran algunos de los apoyos más utilizados por orden de tensión:

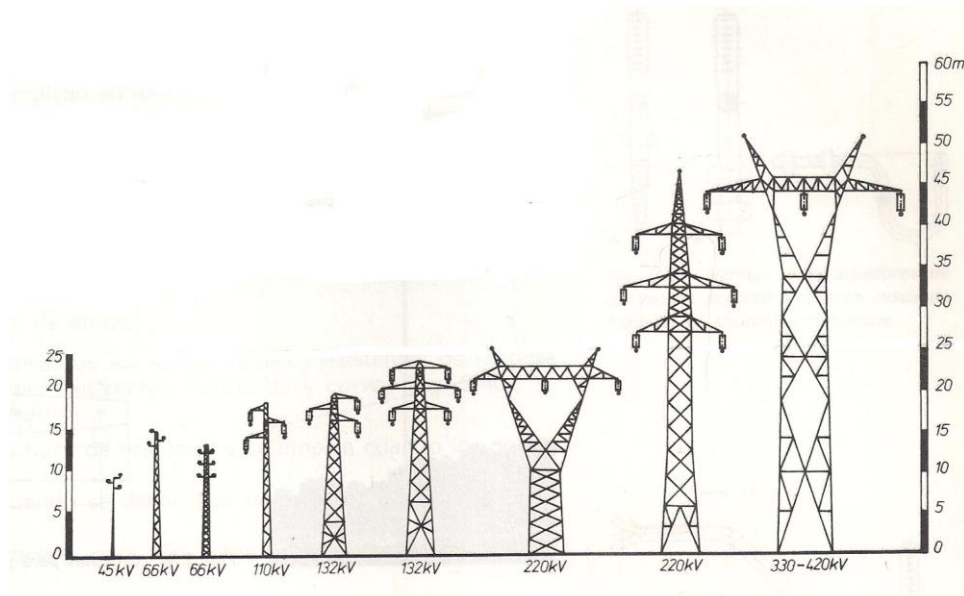


Figura 15 – Apoyos de líneas eléctricas en función de su tamaño y su tensión.

Fuente: Red Eléctrica de España [4] y Hortensia Amarís, *Líneas Eléctricas y Aparamenta* [14].

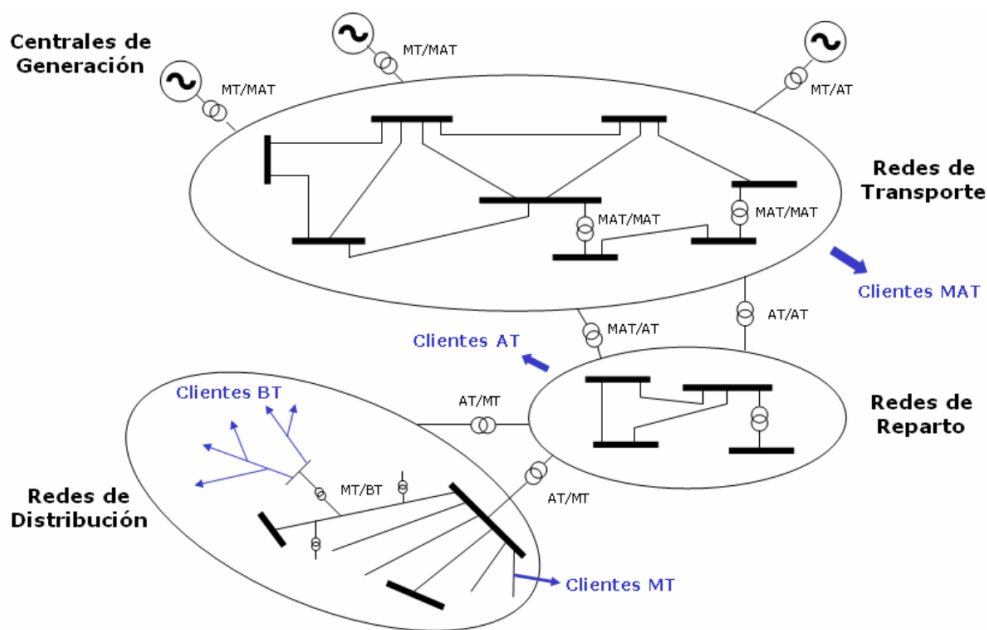
El sistema eléctrico español debe cumplir unas características de seguridad y control para poder satisfacer la demanda eléctrica, al igual que las redes de transporte y distribución. Dado que no se puede almacenar la electricidad en grandes cantidades, las redes de transporte y distribución deben ser fiables y robustas. Esto se ha conseguido a lo largo de los años interconectando entre sí y mallando las redes eléctricas, de tal forma que cuanto más interconectado se halle el Sistema, mayor será su grado de infalibilidad y seguridad.

Cada sistema eléctrico tiene unas características técnicas específicas en lo referente a valores de tensión y frecuencia. En España, el sistema eléctrico está compuesto por sistemas trifásicos de 50 Hz de frecuencia en donde las redes se distinguen por su nivel de tensión. Por lo que respecta al tipo de corriente, por lo general se utiliza *corriente alterna* para la transmisión de electricidad, aunque también se puede utilizar *corriente continua* en casos en los que el transporte de electricidad recorra largas distancias, u otros casos que así lo requieran; por ejemplo, se hizo uso de la tecnología HVDC (*High Voltage Direct Current – Corriente continua de alta tensión*) para la interconexión submarina entre la península y Baleares realizada con cables muy protegidos, denominado Proyecto Rómulo [14].

En cuanto a los niveles de tensión, la red de transporte se define como el conjunto de líneas, parques de transformación e instalaciones de una tensión igual o superior a 220kV. Por consiguiente, la red de distribución es aquella cuyas instalaciones tienen una tensión menor que 220kV. Se destacan las redes de reparto con unos valores de entre 110kV y 132kV y las redes de distribución comprende valores de baja tensión (<1kV) aunque también puede repartir a consumidores de alta y media tensión.

Las redes de reparto y distribución tienen la misión de conectar las redes de transporte con los consumidores finales en las condiciones apropiadas de seguridad, calidad y continuidad de suministro. Actúan a unos niveles menores de tensión a medida que se van acercando al usuario final, repartiendo la energía con cables aéreos o subterráneos. Estas redes, dependiendo de la orografía del terreno y la cantidad de demanda, tienen patrones diferenciados y suelen estar más o menos mallados en zonas urbanas y ser más radiales en las rurales.

En resumen, recogiendo las interacciones de un sistema simple de transporte y distribución, el esquema unifilar resultante sería el de la figura 16:



*Figura 16 – Sistema simplificado de la red de transporte, reparto y distribución.
Fuente: Ángel Ramos, Gestión de Redes [15].*

Por último, las instalaciones destinadas a mediar entre los puntos de generación, red y consumo son las denominadas subestaciones. Las subestaciones dan robustez a la red garantizando la separación y protección de los subsistemas interconectados ante faltas por cortocircuitos y maniobras. De igual modo, recogen y proporcionan información al Centro de Control Eléctrico, CECOEL.

Existen numerosos modelos, tecnologías y aplicaciones dependiendo de su uso, ubicación y finalidad. A continuación se enuncian sus clases:

- Subestación elevadora: aumenta la tensión a la salida de la generación (6 a 20kV) a altas y muy altas tensiones (132, 220, 400kV) para su transporte.
- Subestación de interconexión: para realizar el mallado de la red entre los mismos niveles de tensión propios del transporte se llaman subestaciones de interconexión (MAT/MAT y MAT/AT)
- Subestación de distribución: las subestaciones de distribución (AT/MT) y los centros de transformación (MT/BT) son los encargados de disminuir la tensión de entrega.

Finalmente, en la figura 17 se muestra un esquema real de la subestación de La Eliana que se compone de tres parques unidos, dos de transporte (400 y 220 kV) y uno de distribución (132 kV):

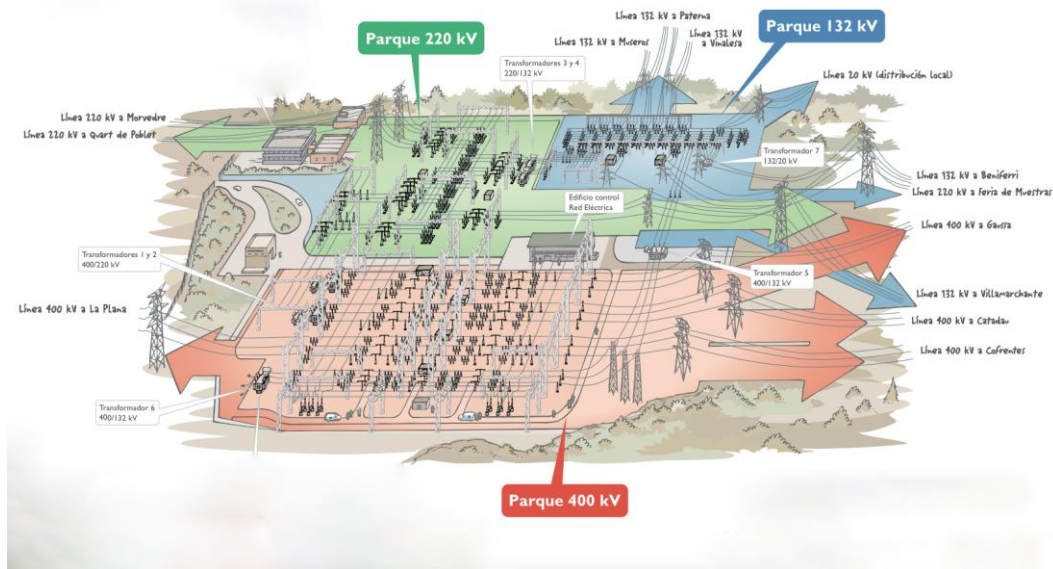


Figura 17 – Subestación eléctrica de La Eliana. Fuente: Red Eléctrica de España [16].

Por último, la comercialización y el consumo constituyen las últimas fases del ciclo vital de la energía eléctrica generada. La comercialización es la actividad liberalizada que desarrolla y organiza los procesos necesarios para facilitar la compra y venta de la energía que se consume.

2.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

BALANCE EN LA GENERACIÓN

Para finalizar, en este epígrafe se realiza un análisis general de la trayectoria de la demanda en los últimos años y se observan y comparan los datos del pasado año, 2014.

Como se muestra en la figura 18, la evolución de la demanda eléctrica ha ido disminuyendo de forma continuada desde el año 2010. La eficiencia eléctrica se ha convertido en un objetivo primordial tanto a nivel europeo como a nivel nacional, produciendo un ahorro y reduciendo la energía consumida.

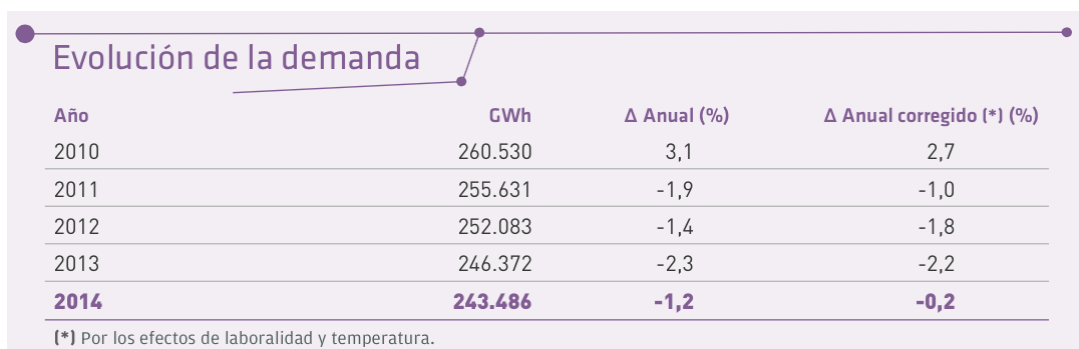


Figura 18 – Evolución de la demanda eléctrica.
Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].

Por otro lado, España cuenta con una potencia instalada por encima de las necesidades eléctricas de los consumidores. Por esta razón, la potencia instalada se ha mantenido estable en todo el año, sin encontrar modificaciones con respecto al 2013. La potencia total instalada tiene el valor de 102.259 MW mientras que la potencia instantánea, la mayor de todo el año, ha sido de 38.948 MW para el año 2014; algo inferior que la del año 2013 que registró el valor de 45.450 MW. En las siguientes figuras 19 y 20 se muestra la potencia instalada por tecnología:

Potencia instalada a 31 de diciembre						
	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	% 14/13	MW	% 14/13	MW	% 14/13
Hidráulica	17.786	0,0	1	0,0	17.787	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.979	0,0	3.498	0,0
Ciclo combinado (1)	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Hidroeléctrica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,5	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.010	3,6	5	0,0	1.016	3,6
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
Total	102.259	-0,1	5.884	0,2	108.142	-0,1

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en los datos de potencia de resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Figura 19 – Tabla de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2014.

Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].

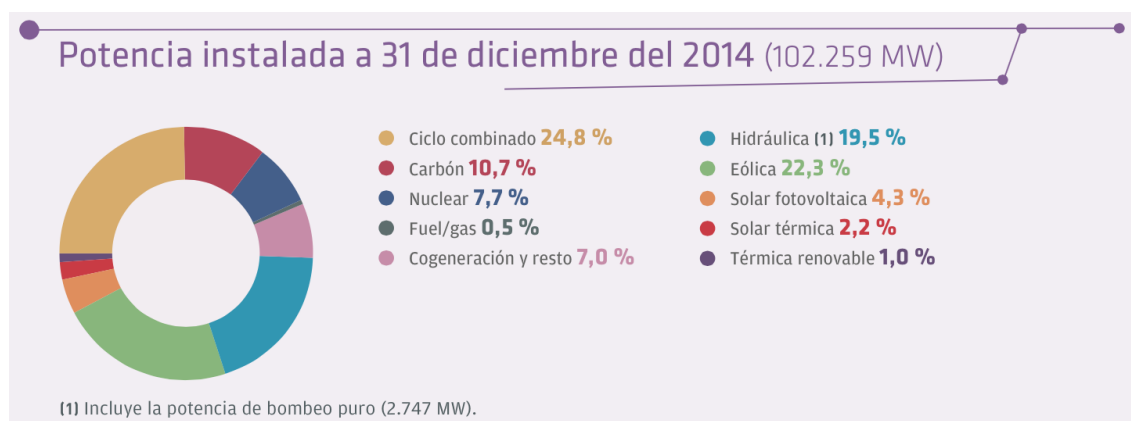


Figura 20 – Gráfico de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2014.

Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].

Debido a su importancia en los objetivos europeos y nacionales, y al incremento de potencia instalada en los últimos años, las energías renovables han mantenido un papel destacable en la producción global de energía eléctrica cubriendo el 42,8% de la producción total. En la figura 21, se muestran los datos de producción para el año 2014 de las tecnologías que conforman el mix de generación en España.

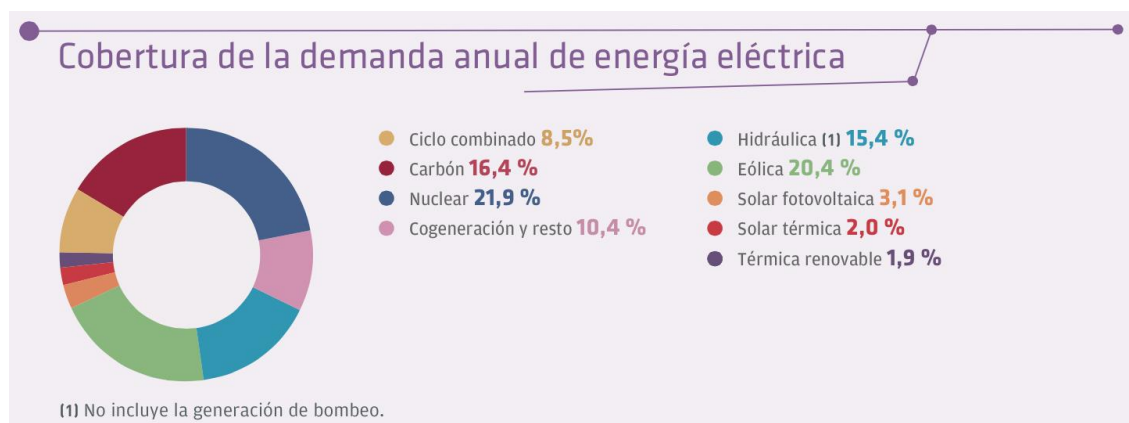


Figura 21 – Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica del año 2014.

Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].

EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Como brevemente se ha comentado antes, la Ley 17/2007, de 4 de julio, garantizó la condición de Red Eléctrica de España como transportista único. Desde entonces en cumplimiento de esta ley, ha sido la entidad responsable del desarrollo y ampliación de la red con el fin de aumentar su grado de estabilidad, gestionando el tránsito de electricidad y realizando su mantenimiento.

Actualmente, la red de España cuenta con más de 42.000 kilómetros de circuito eléctrico en funcionamiento y más de 5.000 subestaciones que proporcionan calidad, seguridad y fiabilidad de suministro al sistema eléctrico nacional. En la figura 22 siguiente se muestra la evolución obtenida desde el año 2010:

Red de transporte peninsular y no peninsular

Km de circuito	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	18.792	19.671	20.109	20.639	21.094
220kV	17.565	18.410	18.779	19.077	19.221
150 - 132 - 110kV	257	272	272	272	272
< 132kV	2.010	2.011	2.014	2.014	2.014
Total	38.625	40.364	41.174	42.002	42.601

Posiciones de subestaciones peninsulares y no peninsulares

Número de posiciones	2010	2011	2012	2013	2014
400kV	1.189	1.253	1.319	1.374	1.394
220kV	2.662	2.813	2.936	3.026	3.077
150 - 132 - 110kV	47	52	52	52	52
< 110 kV	725	743	743	745	769
Total	4.623	4.861	5.050	5.197	5.292

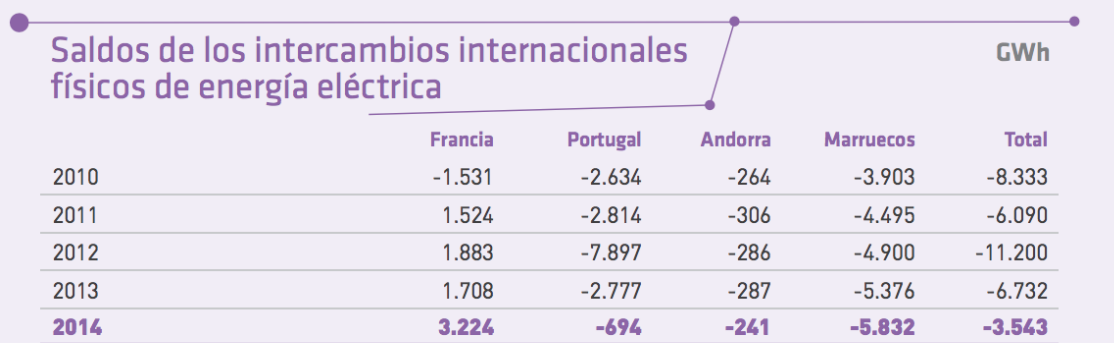
Capacidad de transformación peninsular y no peninsular

Potencia (MVA)	2010	2011	2012	2013	2014
Total	71.219	72.869	78.629	81.289	84.539

Figura 22 – Evolución de la red de transporte y distribución peninsular y no peninsular.

Fuente: Red Eléctrica de España [4].

Para mayor seguridad y optimización del sistema eléctrico a nivel europeo, España cuenta con interconexiones eléctricas con los países vecinos. En la figura 23 se muestran los saldos de los intercambios internacionales con los diferentes países:



	Francia	Portugal	Andorra	Marruecos	Total
2010	-1.531	-2.634	-264	-3.903	-8.333
2011	1.524	-2.814	-306	-4.495	-6.090
2012	1.883	-7.897	-286	-4.900	-11.200
2013	1.708	-2.777	-287	-5.376	-6.732
2014	3.224	-694	-241	-5.832	-3.543

Saldo positivo: importador, saldo negativo; exportador.

Figura 23 – Saldos de los intercambios internacionales con los países vecinos.

Fuente: Red Eléctrica de España. Avance informativo 2014 [21].

CAPÍTULO 3

EL MERCADO ELÉCTRICO

3.1. ACTIVIDADES Y AGENTES

En la década de 1990, se empezó paulatinamente la liberalización de los sistemas eléctricos con la finalidad de incrementar la competencia y, por ende, su eficiencia. De esta forma, la electricidad pasó de ser un bien común de acceso público a ser, tanto un bien, como un servicio prestado pero sujeto a un mercado. En España, no fue hasta el 1 de enero de 1998 con la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, cuando las actividades estuvieron plenamente diferenciadas: generación, transporte, distribución, comercialización y coordinación.

Como se ha comentado anteriormente, las actividades de generación y comercialización están liberalizadas en régimen de competencia desde esa fecha. Por otro lado, las actividades de transporte y distribución al ser monopolios naturales, están reguladas por ley y, como obtienen unos ingresos regulados, la competencia es nula. Finalmente, la actividad de coordinación, a fin de garantizar la imparcialidad, se desarrolla por un organismo independiente de los que participan en el mercado mayorista y minorista. Dicha coordinación tiene dos filosofías, una económica que busca minimizar el coste de operación del sistema y, otra técnica, que asegura el funcionamiento adecuado del mismo. Las actividades de compra y venta de energía se desarrolla en los mercados mayorista y minorista de electricidad.

Entidades como el Operador del Sistema, el Centro de Control Eléctrico y el Centro de Control de Energías Renovables constituyen los árbitros fundamentales correspondientes al sistema eléctrico, para que la energía eléctrica llegue al consumidor en las condiciones de calidad exigibles. Brevemente se enuncian sus funciones:

- Operador del Sistema, OS [4]: fuera de las actividades de mercado, Red Eléctrica de España realiza las previsiones necesarias para garantizar el equilibrio perfecto entre generación y demanda. Tiene como objetivos principales asegurar la calidad, continuidad y seguridad de la energía que le llega al consumidor.

- Centro de Control Eléctrico, CECOEL [24]: recopila información de todas las subestaciones de red, a fin de analizar el funcionamiento del sistema eléctrico en su totalidad y tomar las decisiones oportunas para garantizar los objetivos del OS.
- Centro de Control de Energías Renovables, CECRE [25]: dedicado a gestionar el control de renovables tales como el de la energía eólica y sus singularidades. Uno de los objetivos de este organismo es anticiparse a la posibilidad de huecos de tensión en la generación o incidencias de la misma índole. Hace diagnósticos y valoraciones en tiempo real para evitarlos y devolver la seguridad al sistema.

Por otro lado, cabe detallar que las entidades que juegan dentro de las actividades liberalizadas no pueden participar, bajo el mismo nombre empresarial, en actividades reguladas o de actividades de coordinación al mismo tiempo por la ventaja que esto podría suponer.

3.2. EL MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista recibe su nombre por el volumen de energía que se gestiona en él. Mediante mecanismos de mercado y en un marco competitivo los grandes generadores de electricidad ofertan la energía que es comprada por las comercializadoras y los grandes consumidores cualificados.

En un principio, en el Mercado Ibérico de la Electricidad, MIBEL [26], los Operadores de Mercado hispano y luso organizaban por separado la compra y venta de energía de electricidad pero, desde el año 2007 de acuerdo al *plan de compatibilización regulatoria*, ambos Operadores trabajan conjuntamente. De esta manera, los derechos y responsabilidades se dividieron de la siguiente manera:

- Operador de Mercado del polo Portugués, tiene como competencia la gestión de los mercados a plazo o futuros.
- Operador de Mercado del polo Español, se encarga de la gestión de los mercados diarios e intradiarios, así como de la bolsa de energía.

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA

En el mercado mayorista se registran dos formas de venta de energía: en la bolsa de energía o pool de electricidad y mediante contratos bilaterales en los mercados a plazo o futuros. En la figura 24 se muestra una tabla esquemática de las acciones del mercado de la compra y la venta de energía en el tiempo para el día D:

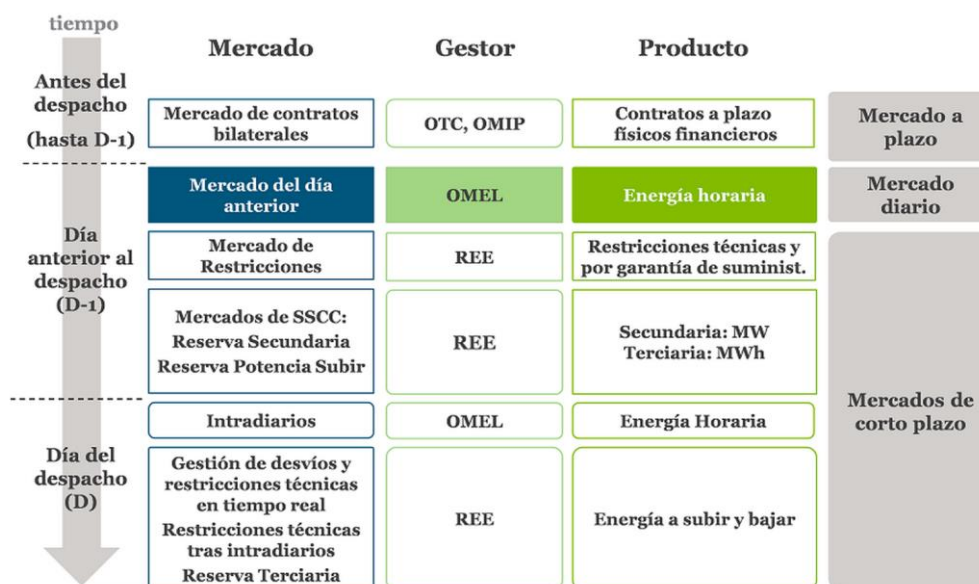


Figura 24 – Compra y venta de energía a través del tiempo para el día D.

Fuente: Energía y Sociedad [27].

Previamente al día D-1, la energía se compra y vende por medio de contratos bilaterales en el **mercado a plazo o futuro**. Un contrato bilateral es un convenio o transacción en la que se acuerda una cantidad total de energía durante un periodo específico a un precio determinado entre los agentes o representantes de generación y los de comercialización, éste se puede realizar con una antelación de semanas o meses. Los contratos bilaterales surgen para protegerse del riesgo que supone vender la energía en el pool de electricidad, asegurando un valor fijo acordado que puede ser mayor o menor que el de la casación. Además, debido a su antelación en el mercado, reducen la capacidad total de la bolsa de energía. Como se observa en la figura 24 es gestionado por dos gestores, el OMIP que se encarga del mercado organizado y el OTC³, *Over The Counter*, que gestiona el mercado no organizado.

Más adelante, durante el día D-1, da comienzo el **mercado diario** (bolsa de energía o pool de electricidad) en el que se comercializa con la producción y la demanda de electricidad del día siguiente. Su objetivo principal es fijar una cantidad y precio de la energía eléctrica para el día D, por ello debe ser realizado todos los días.

Los generadores emiten ofertas para cada hora del día siguiente. En cada oferta se incluye el precio a la que lo vende y la cantidad de energía que podrá producir y, con todas las ofertas de las unidades generadoras se realiza la curva ascendente de oferta de venta. De forma análoga, las comercializadoras y consumidores cualificados efectúan ofertas de compra y, con ellas, se determina la curva descendente de oferta de compra o demanda. Como se observa en la figura

³ Los mercados OTC se definen por [28] como mercados no organizados en los que se realizan contratos bilaterales que incluye el mercado de contratos bilaterales físicos y mercados financieros OTC. En ellos, las negociaciones se efectúan fuera del ámbito de las bolsas de valores formales.

25, después de concluirse el intercambio de contratos en el mercado a plazo, el OMIE recibe la información de oferta y demanda de la energía en el día D-1 para todas las horas del día D (24 veces, una por cada hora) y con esos datos, se realiza la casación para cada hora:

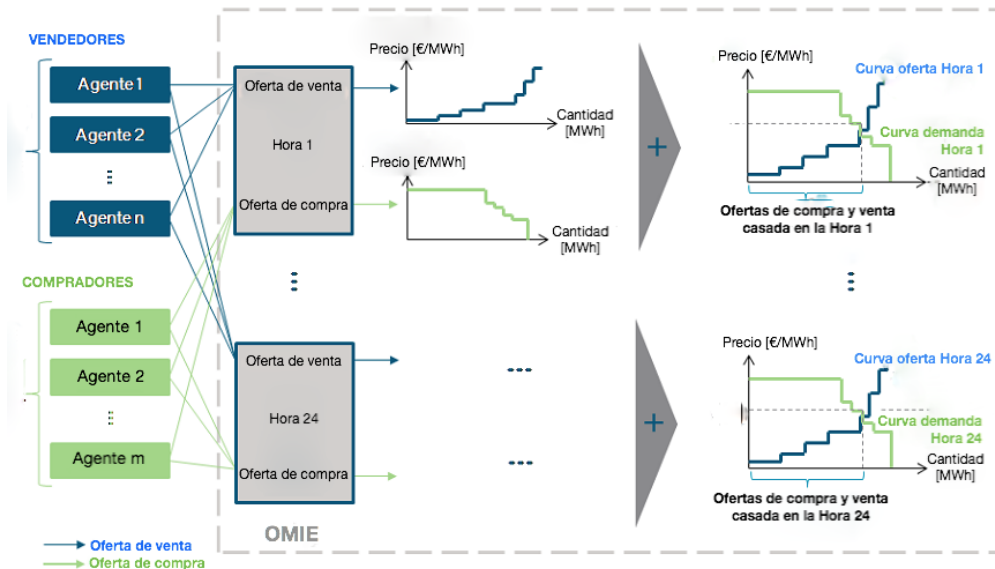


Figura 25 – Casaciones por hora de las curvas de oferta y de demanda.
Fuente: elaboración propia [6] y Energía y sociedad [27].

La casación se ejecuta por medio de mecanismos de competitividad de mercado, seleccionando primero las ofertas de energía más baratas y casándolas antes que las más caras. Aproximadamente dos tercios de la electricidad en España se negocian a través de la bolsa de energía gracias a la casación de ofertas en el mercado diario, razón por la cual el precio de la energía es fundamentalmente el precio que se obtiene en la casación, dependiendo de las ofertas simples o complejas que se hayan hecho.

Un ejemplo de la casación del día 07/01/15 Hora 1 se muestra en la figura 26, disponible en OMIE. Además en ella se explican gráficamente los agentes integrantes que tienen lugar en la casación:

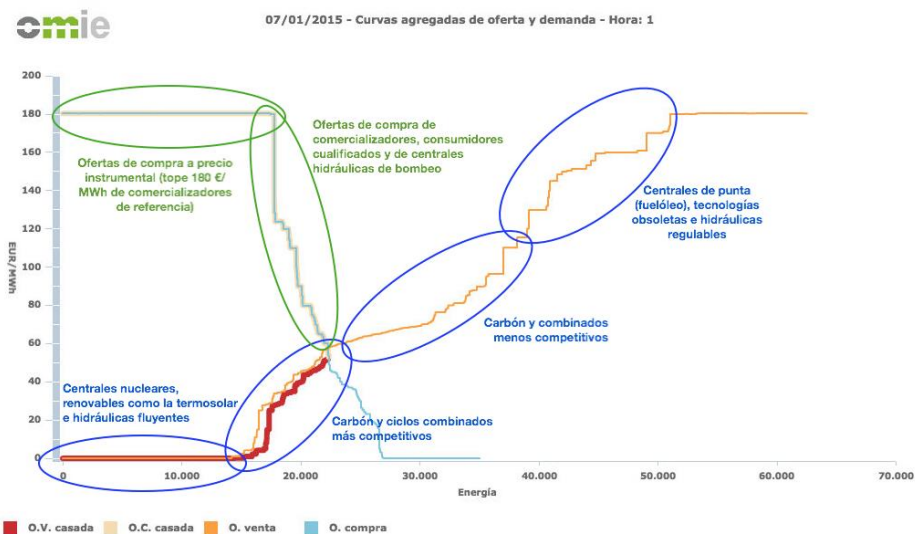


Figura 26 – Curvas agregadas de oferta y demanda en función de la tecnología de generación. Fuente: elaboración propia [6], Energía y sociedad [27] y OMIE [29].

Como indica la leyenda, la curva naranja es la oferta de venta (sin aplicar las ofertas complejas) y la curva azul, la oferta de compra, es decir, la demanda. Donde confluyen la curva de la demanda y la curva de la oferta casada (aplicando las condiciones complejas) se obtiene el precio final de la energía para la Hora 1.

Posteriormente, como muestra la figura 24, en el **mercado a corto plazo** se gestiona el mercado intradiario, mercado de restricciones y los mercados de servicios complementarios o servicios de ajuste. Estos mercados surgen de la necesidad de equilibrar la producción a la demanda eléctrica y, en caso de que aparezca algún fallo de generación, corregirlo de inmediato.

El **mercado intradiario** se realiza en el día D con la finalidad de ajustar y modificar las ofertas realizadas en el mercado diario. Los integrantes que hayan sido autorizados para operar en el mercado diario para el día D-1, pueden seguir realizando ofertas de compra y venta en las seis sesiones que hay. El motivo de ello, es para efectuar mejor la casación en tanto que la generación y la demanda sean lo más similares posibles.

3.3. EL MERCADO MINORISTA

Pese a que el volumen energético gestionado en el mercado minorista es enorme, recibe su nombre porque la potencia contratada por los consumidores es significativamente menor que en el mercado mayorista.

En estos mercados, los agentes comercializadores venden la energía que han comprado en los grandes mercados a los consumidores no cualificados, generalmente consumidores domésticos. Para ello, la empresa comercializadora debe planificar la adquisición de energía y prever el posible consumo de su conjunto de clientes.

A través de la tarifa eléctrica, los consumidores pagan a la comercializadora la tarifa correspondiente. Además del pago por la electricidad consumida y el valor añadido por la empresa comercial, existen otros importes como peajes y tarifas de acceso a red para sufragar los gastos por utilizar las redes de distribución y transporte.

Actualmente, están a disposición diferentes tarifas a las que se pueden acoger los consumidores; una de las más innovadoras es la tarifa de Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, en siglas PVPC, que quiere sustituir a la conocida TUR (Tarifa de Último Recurso), aunque ambas siguen coexistiendo.

3.4. SERVICIOS DE AJUSTE

Después de elaborar las numerosas casaciones, es importante remarcar que no siempre el mercado actuará en unas condiciones perfectas de equilibrio entre generación y demanda. Es por lo que existen los servicios de ajuste que permiten solucionar los pequeños desequilibrios restantes que no han podido solucionarse en el mercado intradiario.

Dichos servicios presentes en los mercados a corto plazo son mecanismos organizados por el Operador del Sistema, cuya misión principal es la de garantizar el dinamismo y el suministro

eléctrico en todo momento. Los servicios complementarios forman parte de los servicios de ajuste⁴, éstos son:

- Regulación primaria: es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido. Su objetivo es la corrección automática de desequilibrios instantáneos de potencia hasta un tiempo de 30 segundos. La regulación es aportada mediante los reguladores de velocidad que tienen instalados los generadores.
- Regulación secundaria: su función principal es la de corregir desviaciones involuntarias de la operación en tiempo real y de continuar manteniendo el equilibrio entre generación y demanda, en caso de que la regulación primaria no hubiera sido suficiente; dado que el intervalo de tiempo de actuación es de 20 segundos a 15 minutos. Para realizar su cometido, el Operador del Sistema establece cada día una reserva secundaria que debe ser aportada por los generadores. A su vez, éstos presentan ofertas de potencia por mecanismos competitivos de mercado. Este servicio se ofrece por zonas de regulación; cada zona se constituye sólo por las centrales de generación que cumplan los requisitos que haya determinado el Operador del Sistema. Por consiguiente, dicho servicio complementario está remunerado tanto por la disponibilidad de potencia, mediante el compromiso de la reserva; como por su utilización, energía utilizada en la regulación.
- Regulación terciaria: tiene como objetivo la restitución de la reserva secundaria en caso de que haya sido utilizada ante alguna contingencia. Este mecanismo tiene un carácter potestativo y oferta obligatoria para las unidades generadoras que puedan ofrecerlo; además, está remunerado por medio de mecanismos de mercado. Esto se realiza mediante una reserva terciaria que se define como la máxima variación de potencia que una unidad generadora puede ofrecer en un tiempo máximo de 15 minutos y que pueda mantener durante 2 horas.

⁴ MINETUR. Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste [32].

CAPÍTULO 4

LA ENERGÍA TERMOSOLAR

4.1. LA TERMOSOLAR COMO RENOVABLE

El recurso renovable comenzó a cobrar importancia tras las sucesivas Conferencias de las Naciones Unidas sobre el Medio ambiente y Desarrollo⁵. Con la primera reunión internacional en 1972 en Estocolmo sobre el Medio Humano, el medioambiente se convirtió en un asunto de relativa importancia para el desarrollo sostenible.

Fue en la cumbre de Río de Janeiro de 1992 cuando el medioambiente tomó mayor relevancia, ya que fue en ella donde se aprobó el Programa 21. En dicho programa, también conocido como Agenda 21, se asentaron las bases para combatir el cambio climático, la conservación de la biodiversidad y la eliminación de las emisiones de los residuos peligrosos para la salud.

Más adelante, en la cumbre de Kyoto de 1997, se estableció un acuerdo que englobaba a todos los países comprometidos con la causa. De esta manera, se adoptó el Protocolo de Kyoto, cuyo objetivo principal residía en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Actualmente, los objetivos fijados por la Unión Europea para el horizonte 2020, tomando como referencia los niveles de 1990, son los siguientes:

- Reducción de un 20% de los gases de efecto invernadero.
- Aumento de la generación de las energías renovables en un 20%.
- Disminución del consumo energético en un 20%.

⁵ United Nations, Cumbre de la Tierra [33].

Estas metas han ido incrementando los proyectos e investigaciones relacionados con las energías renovables. En la figura 27, se observa a día de hoy la gráfica de la madurez tecnológica con respecto a la disponibilidad de recurso:

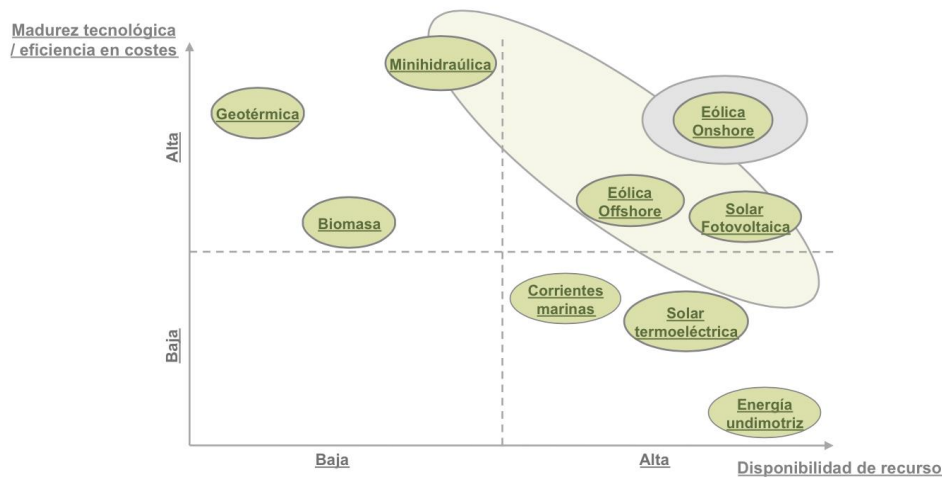


Figura 27 – Gráfico grado de madurez tecnológica con respecto a la disponibilidad del recurso. Fuente: Iberdrola [10] y [12].

Como se observa en la figura 27, la tecnología termosolar todavía tiene que avanzar hasta su viabilidad técnico-económica. No obstante, el papel de la termosolar en el conjunto de las energías renovables en España no es pequeño, debido a su gran disponibilidad de recurso. Si bien hasta el momento, presentaba elevados costes de inversión y operación en comparación con las demás tecnologías, la previsión de futuro las sitúa a todas en una etapa final de convergencia en cuanto a costes de generación, figura 28:

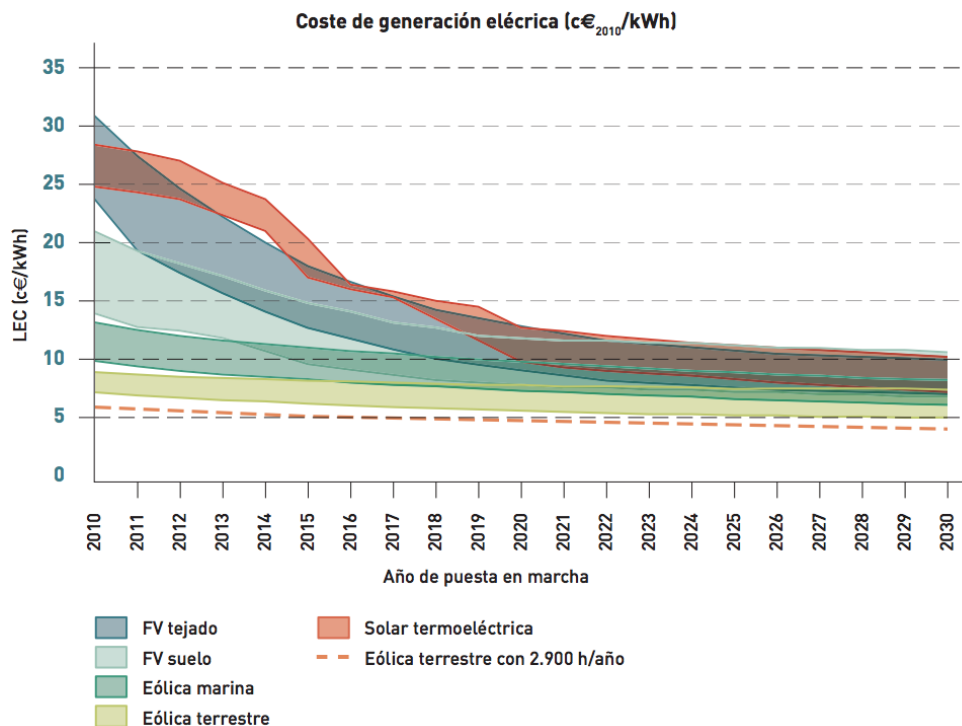


Figura 28 – Evolución de costes de generación eléctrica (2010). Fuente: PER 2011-2020 MINETUR/IDAE [36].

4.2. LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

4.2.1. HISTORIA DE LA TERMOSOLAR

La amplia historia⁶ de la utilización de la concentración de los rayos del sol data de hace más de 2.500 años. En los siglos VII y VIII A.C., ya se utilizaban metales cóncavos con el fin de mantener en su interior fuegos continuos para las divinidades.

Más adelante, el estudio del sol pronto se convirtió en una máquina de guerra. Hacia el 212 A.C., Arquímedes diseñó un sistema de espejos con los que defender la muralla de los barcos enemigos, haciéndolos arder; figura 29:



*Figura 29 – Pintura mural Giulio Parigi (1599-1600). La defensa de Siracusa.
Fuente: dominio público. Galería Uffizi.*

Posteriormente hacia el siglo XVIII, inspirados en los estudios de Arquímedes y Da Vinci, surgieron inventos solares de baja temperatura como la cocina solar y el calentamiento de aguas. No obstante, no fue hasta el siglo XX cuando tuvieron un desarrollo puramente industrial.

El panorama en España referente a la solar termoeléctrica, se empezó a desarrollar a partir del 2007. La central PS10 instalada en Sevilla fue de las primeras centrales comerciales de torre central. Esta tecnología renovable ha seguido creciendo de forma paulatina hasta hoy en día. Actualmente, se cuenta con 50 centrales conectadas y un total de 2.300 MW instalados; en el año 2014 produjeron alrededor de 5.013 GWh. En la figura 30 se observa la evolución de su producción de electricidad.

⁶ Fuente: I+D ENERGÍA. Historia de la energía solar térmica [39] y SITIO SOLAR. Historia de la energía solar térmica [40].

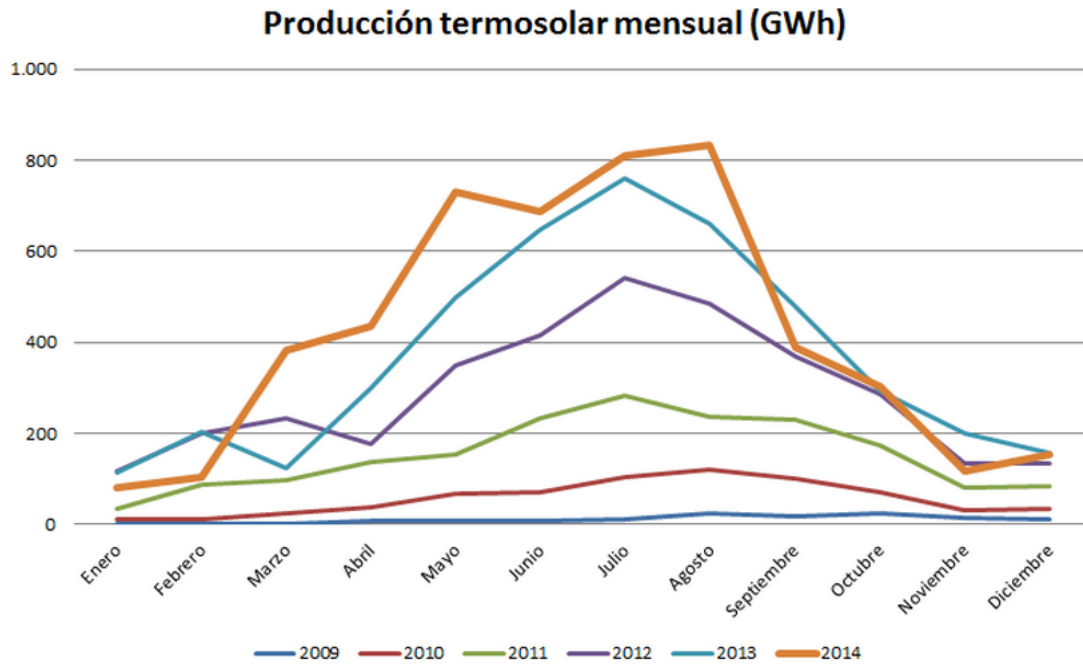


Figura 30 – Evolución de producción eléctrica en España.
Fuente: Protermosolar, el sector en cifras [41].

Los datos mencionados anteriormente posicionan a España como el país pionero de esta tecnología, teniendo más de la mitad de la potencia instalada a nivel mundial, como se aprecia en la figura 31:

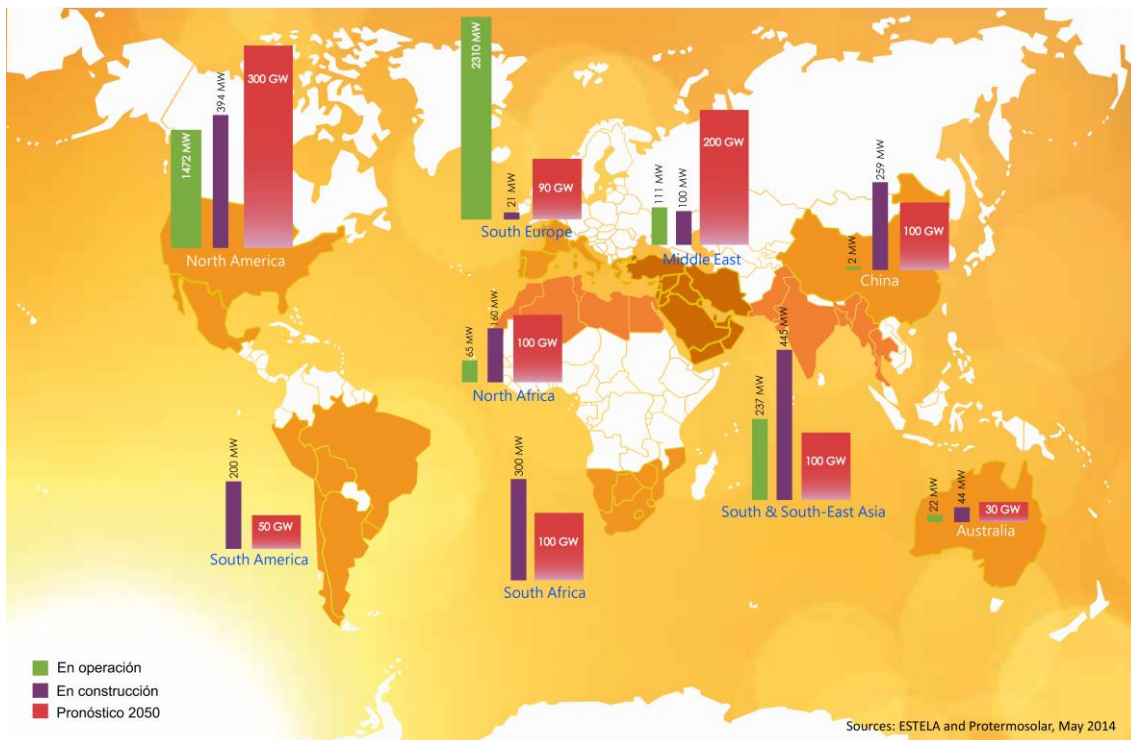


Figura 31 – Potencia instalada de la solar termoeléctrica, Mayo 2014.
Fuente: Protermosolar, Centrales termosolares de España [42].

4.2.2. COMPONENTES DE LA TERMOSOLAR

La tecnología solar termoeléctrica se basa en la generación de electricidad a partir del calor concentrado, proveniente de la radiación solar. Mediante una gran superficie acristalada se consigue recoger y reflejar, hacia un receptor, una gran cantidad de radiación solar. El objetivo es calentar un fluido caloportador que, más tarde, accionará una turbina solidaria a un alternador para producir energía eléctrica. Como la mayoría de centrales térmicas, esta generación de electricidad se realiza siguiendo las directrices del ciclo de Rankine, explicado anteriormente.

Toda central solar termoeléctrica se puede dividir en dos partes: el campo solar y el bloque de potencia:

EL CAMPO SOLAR

Se encarga de captar y reflejar la luz directa del sol y, por medio de la concentración de los haces de luz, convertirla en calor aprovechable. Los componentes básicos serían los colectores y el receptor.

Los colectores, heliostatos o captadores son los encargados de proyectar la luz directa del sol hacia un receptor con la finalidad de calentarlos a altas temperaturas. Independientemente del diseño de la central, los colectores deben disponer de una buena configuración para que no haya sombras, bloqueos o desbordamientos de flujo; estos conceptos se explican más adelante.

El receptor recibe y absorbe los rayos solares reflejados para calentar el fluido caloportador. Este elemento debe estar diseñado para funcionar a altas temperaturas y soportar tanto la corrosión del fluido como la oxidación del metal. En las tecnologías cilindro parabólicas y Fresnel, el receptor es de tipo lineal y de un material especial preparado para absorber gran cantidad de energía en forma de radiación; mientras que en la tecnología de torre central, el receptor es puntual y está compuesto por una serie de conductos tubulares.

En la figura 32 se muestran los cuatro tipos de tecnologías que existen en fase comercial:

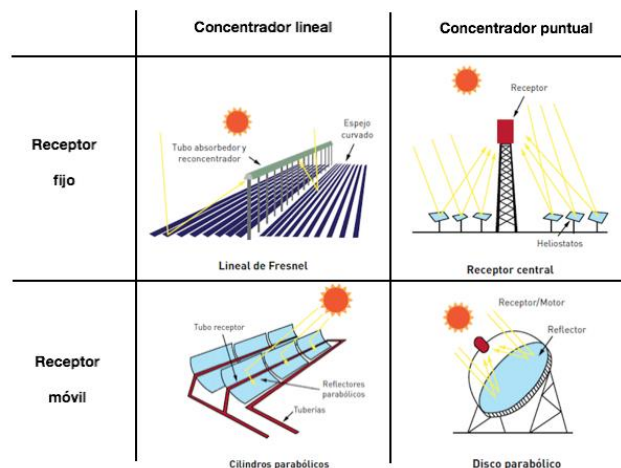


Figura 32 – Esquemas de tecnologías. Fuente: TEKNIKER [43].

Como revela la figura 32, dependiendo del diseño, los componentes se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Receptor fijo: se denominan fijos cuando son independientes del sistema de captación. Estos sistemas evacúan el calor más fácilmente.
- Receptor móvil: resultan cuando el tubo receptor se mueve junto al captador. Éstos reciben mayor energía.
- Concentrador puntual: reflejan la energía en sólo una pequeña área, lo que consigue que se alcancen altas temperaturas en ese área.
- Concentrador lineal: focalizan la radiación directa en la dirección del tubo absorbedor, consiguiéndose temperaturas menores que con las de concentradores puntuales.

EL BLOQUE DE POTENCIA

Convierte en energía eléctrica el calor generado por el campo solar. Se compone del sistema de fluido térmico, el sistema de generación de vapor⁷, de generación de electricidad (turbina y generador), de almacenamiento térmico (en el caso de que lo hubiera), así como de los servicios auxiliares o BOP (*Balance Of Plant*), entre otros.

Debido a que la madurez tecnológica de las centrales termosolares está despegando, admiten una gran versatilidad en cuanto a la combinación de tecnologías y fluidos. Los sistemas de transmisión de calor [44] más utilizados a escala industrial son:

- El sistema HTF, *Heat Transfer Fluid*: basado en aceites o sales fundidas para transmitir el calor. Debido a que el aceite no se puede turbinar, es necesario el uso de dos circuitos completamente separados. La transmisión en este caso se realiza mediante un intercambiador de calor. La gran ventaja es que está diseñado para funcionar a altas temperaturas y presiones relativamente bajas, por ello, no es corrosivo ni se degrada hasta cierto límite por encima de la temperatura de operación. En contraposición, las sales fundidas se congelan en un rango de temperaturas⁸ de entre 120 y 200°C y, el aceite térmico por debajo de los 15°C.
- El sistema DSG, *Direct Steam Generation*: el fluido usado en este caso es el agua. Este sistema simplifica el circuito a uno, de tal forma que es el agua la que se calienta en el campo solar y después acciona el bloque de potencia. La ventaja de este fluido es que evita el coste de tener dos circuitos y del intercambiador de calor, además de que el agua es más barata y abundante.
- El sistema *air-cooled* utiliza aire de la atmósfera como gas. Es menos frecuente que los otros dos sistemas y opera a temperaturas más altas. Su funcionamiento es parecido al ciclo Brayton y su receptor actúa como una cámara de combustión.

Dado que el ciclo diurno tiene unas horas limitadas y la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades, suponía un problema el no tener la posibilidad de producir energía durante la noche. A fin de resolver este problema, sin uso de hibridaciones con los combustibles fósiles, se han desarrollado el uso de tanques que almacenan el calor durante el día y lo dosifican cuando el sol está ausente. Estos tanques tienen unas reservas limitadas de energía dependiendo de su volumen y construcción, y por tanto, sólo pueden suministrar esa

⁷ el generador de vapor y el ciclo de vapor queda explicado en el capítulo anterior, por tanto no se explicará en este apartado.

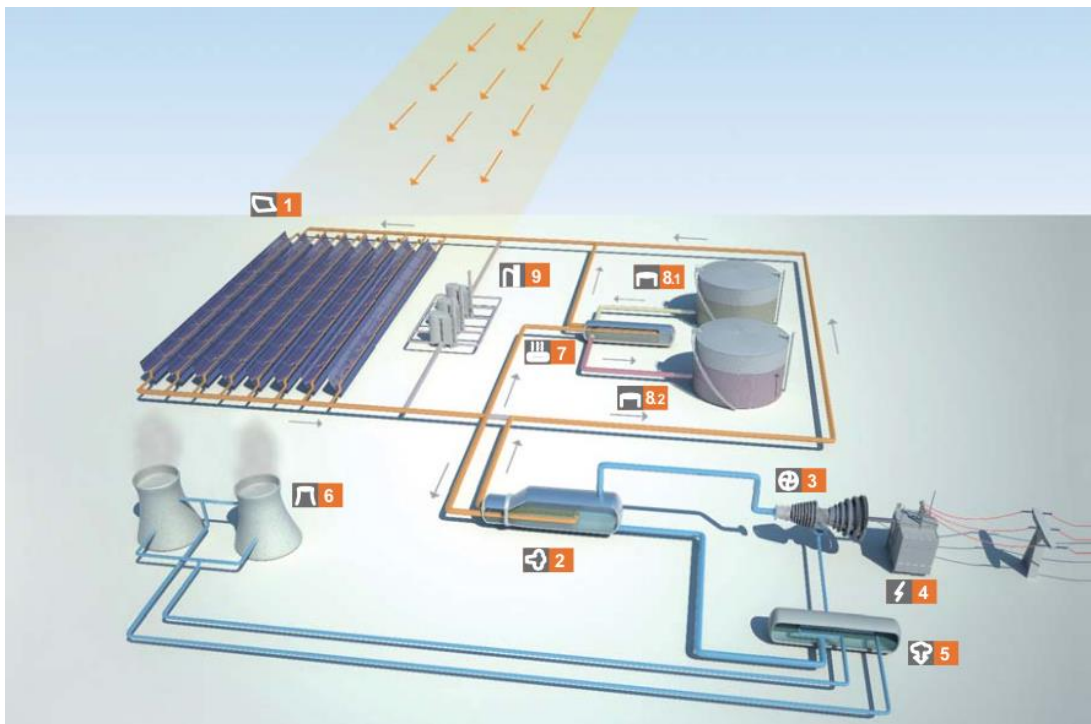
⁸ Fuente: CSP-Today. Punto de congelación de sales y aceite térmico [45].

energía calorífica unas horas determinadas. Esta aplicación tiene importantes ventajas, por ejemplo, aumenta el factor de capacidad (horas al año generando electricidad), además de proporcionar una mayor estabilidad de la generación solar y una mejor adaptación a la demanda de mercado.

Por último, los sistemas auxiliares o BOP⁹ (Balance Of Plant) no intervienen como tal en la generación de electricidad, sino que son sistemas que asisten a los sistemas principales. En este grupo estarían, por ejemplo, los sistemas de refrigeración principal¹⁰, mediante torres de refrigeración (circuito semiabierto) o aerocondensadores; y los sistemas de refrigeración secundarios, encargados de disminuir la temperatura de alguna equipos.

4.2.3. TIPOS DE TECNOLOGÍAS

CENTRAL DE CAPTADORES CILINDRO PARABÓLICOS (CCP)



*Figura 33 – Circuito de una central de captadores cilindro parabólicos.
Fuente: Torresol Energy, Valle 1 & Valle 2 [49].*

A través de la figura 33, se explicará el funcionamiento básico de la central de Valle 1 y Valle 2:

1. Captadores cilindro parabólicos: formados por módulos de canales parabólicos para concentrar la radiación directa en los tubos receptores, situados en la línea focal del canal. Durante el recorrido de los colectores, el fluido HTF aumenta su temperatura hasta llegar a la temperatura de operación.
2. Generador de vapor: el HTF es bombeado y cede su calor al circuito de agua, generándose vapor de agua.
3. Turbina de vapor: el vapor de agua a alta presión mueve la turbina.

⁹ Fuente: INGETEAM. Bloque de Potencia termosolar [46].

¹⁰ Fuente OPEX ENERGY. Sistemas de refrigeración principal en termosolares [47].

4. Alternador y transformador: la energía mecánica de la turbina se transmite al alternador que genera electricidad.
5. Condensador: el vapor que devuelve la turbina es condensado de nuevo a líquido para incorporarlo al ciclo.
6. Torres de refrigeración: suministran la refrigeración necesaria para el correcto funcionamiento de condensador.
7. Intercambiador térmico: cuando la energía térmica es mayor de la que se puede proporcionar a la red, ésta se almacena. Por tanto, su función es la de transmitir el calor a los tanques de almacenamiento.
8. 8.1. Almacenamiento frío: las sales frías se bombean al circuito para que almacenen calor. Una vez que estén a altas temperaturas se almacenan en el tanque de sales calientes.
8.2. Almacenamiento caliente: las sales calientes se descargan al circuito para satisfacer la demanda eléctrica en ausencia del sol.
9. Caldera: se utiliza para el mantenimiento de la temperatura del fluido HTF.

Características técnicas:

- Los captadores siguen al sol mediante un eje horizontal. Si la colocación de los canales es perpendicular al eje Norte-Sur, la amplitud de movimiento será como mucho de unos 90º (desde la salida del sol hasta su cénit). Por el contrario, si están colocados siguiendo al eje Norte-Sur, el grado de amplitud será de 180º desde la salida hasta el ocaso.
- El tamaño de las plantas en España está en torno a los 50 MW, aunque se está debatiendo la posibilidad de que su óptimo pueda estar entre los 100 MW y los 200 MW.
- Los fluidos con los que trabaja son de sistemas HTF o DSG alcanzando temperaturas de 400ºC normalmente.
- Su eficiencia pico es superior al 20%, por encima de la tecnología Fresnel.
- El sistema de almacenamiento utilizado suele ser de dos tanques de almacenamiento de sales fundidas. El RD 1641/2010, de 7 de diciembre, estipula que la tecnología cilindro parabólica con almacenamiento de 9 horas (el máximo para esta tecnología) es de unas 4000 horas equivalentes de referencia al año.
- Las centrales sin almacenamiento, por lo general, no superan las 2.900 horas, estando fijado en 2.855 horas equivalentes de referencia al año.

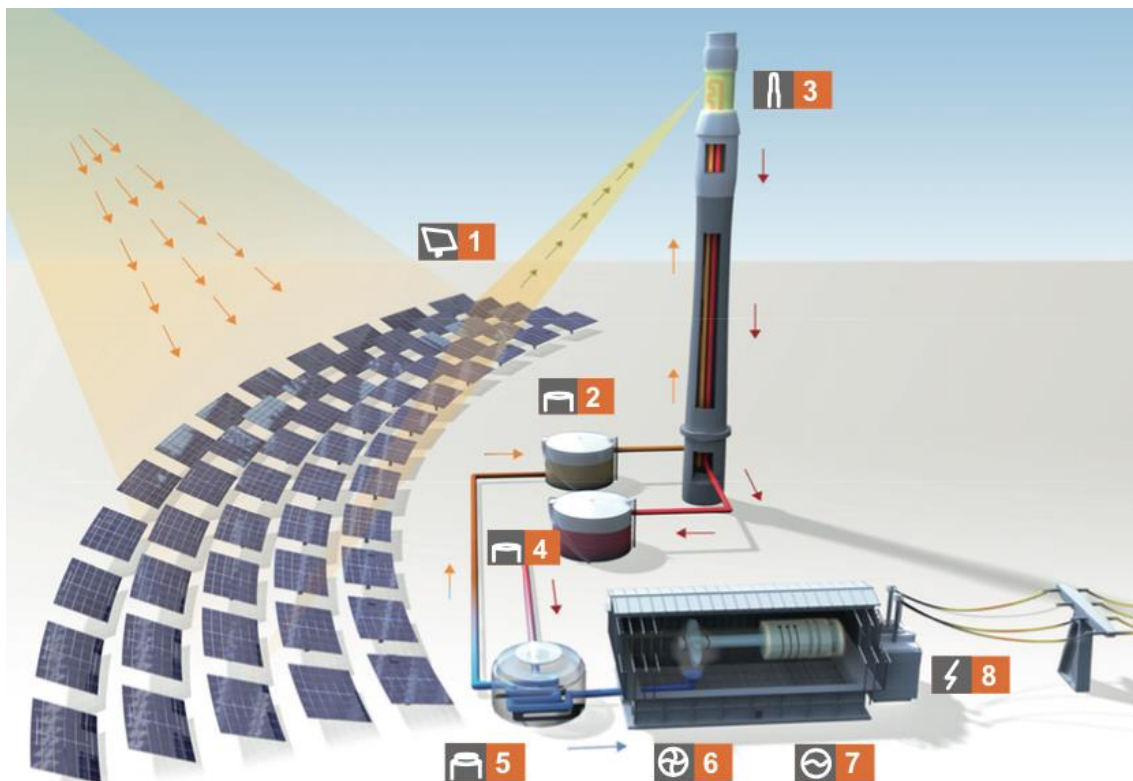
Otra de las ventajas de los CCP, sería su gran experiencia operativa gracias a su gran implantación en comparación con las demás. Aparte, su modularidad a escalas menores las hace integrables junto con otras tecnologías como la fotovoltaica o la hibridación. Como principal inconveniente, la restricción de mayores temperaturas de operación hace que se obtengan eficiencias reducidas.

CENTRALES DE RECEPTOR CENTRAL O DE TORRE (RC)

Las centrales de receptor central están constituidas por una torre, donde se concentran los rayos, y una gran superficie de espejos (heliostatos). El funcionamiento básico se explicará junto a la figura 34:

1. Campo de heliostatos: reflejan la radiación hacia el receptor en lo alto de una torre. Para realizar un buen enfoque consta de seguidores de dos ejes.

2. Tanque frío: las sales fundidas a 290°C, se bombean hacia el receptor para elevar su temperatura.
3. Receptor: dentro de él, las sales son calentadas hasta los 565°C y se almacenan en el tanque caliente.
4. Tanque caliente: es donde se almacenan las sales fundidas a altas temperaturas. Además, de irse drenando parte para la producción de electricidad.
5. Generador de vapor: actúa de intercambiador de calor entre ambos circuitos (HTF – vapor), enfriándose la sal y calentándose el vapor de agua.
6. Turbina: trabaja de igual forma que la planta de canales cilindro parabólicos, transmite la energía mecánica al alternador.
7. Generador eléctrico: produce energía eléctrica gracias a la transferida por la turbina.
8. Transformador: se transforma la electricidad a altas tensiones para su transporte.



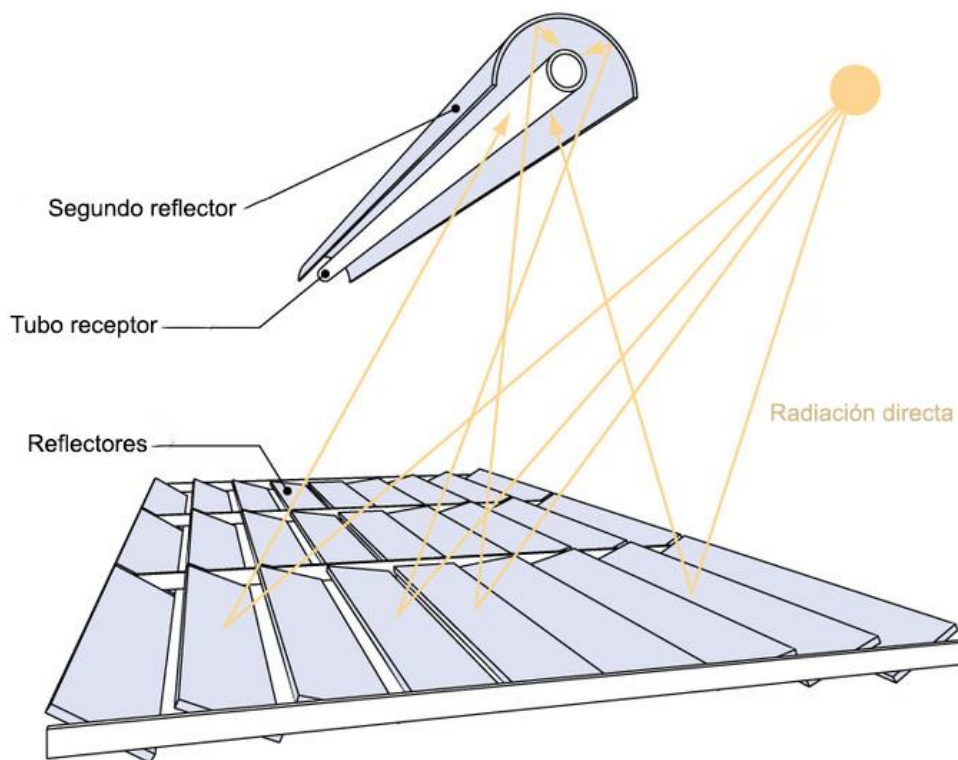
*Figura 34 – Circuito central de receptor central.
Fuente: Torresol Energy, Gemasolar [51].*

Características técnicas:

- El campo de heliostatos se coloca alrededor de la torre con una disposición anillada con mayor densidad en la zona norte o simplemente en forma de abanico en la zona norte. Esto es así para que el ángulo de incidencia sea menor (se tratará en el siguiente epígrafe).
- El receptor de la torre alcanza temperaturas de entre 500°C y 1000°C dependiendo del fluido caloportador que se use.
- Los fluidos de trabajo que utiliza para el circuito de calor pueden ser: agua, aceites térmicos, sales fundidas o aire.
- La potencia instalada que albergan dichas plantas está entre los 20 y 150 MW, siendo las más comunes de potencias inferior o igual a 20 MW en España.

- Su eficiencia está entre las termosolares de captadores cilindro parabólicos y los generadores de disco, es decir, en torno al 25%.
- Tienen la posibilidad de trabajar con y sin almacenamiento térmico.
- Cuando trabajan con almacenamiento térmico, aumentan en gran medida su factor de capacidad (hasta un 75%), es decir, sus horas de funcionamiento anuales; pudiendo generar a veces hasta las 24 horas del día.
- En total, las horas equivalentes de referencia al año con un almacenamiento de 15 horas están en 6.450 horas.

CENTRALES DE CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL (CLF)



*Figura 35 – Funcionamiento concentrador lineal Fresnel.
Fuente: elaboración propia [6].*

El campo solar de las centrales de concentración Fresnel se basan en largos espejos planos, o ligeramente curvados, y un receptor lineal ubicado a cierta altura encima de ellos. Como se muestra en la figura 35, éste se encuentra bajo un segundo reflector que atrapa la radiación mal reflejada y desbordante. Los concentradores lineales siguen al sol gracias a la rotación horizontal de su eje.

El fluido caloportador, generalmente agua, aumenta su temperatura hasta 300°C a lo largo del recorrido del receptor lineal y lo conduce hacia un generador de vapor o a la turbina. Análogamente a los sistemas anteriores, el circuito de vapor sigue el mismo recorrido, de la turbina al condensador y, del condensador, se termina bombeando al circuito entero.

La principal ventaja de esta tecnología se encuentra en el buen aprovechamiento del terreno a bajo coste, gracias a su estructura y fabricación más sencilla que la de sus hermanas. Sin

embargo, posee menores rendimientos por su bajo índice de concentración y eficiencia óptica. Por otro lado, son centrales de menor potencia que las CCP, las más grandes en España son de 30 MW [37].

CENTRALES DE DISCOS PARABÓLICOS (DCP)

Los discos parabólicos están compuestos por superficies parabólicas de gran diámetro que concentran la energía solar en un receptor puntual. Este receptor hace las veces de motor (modelo Stirling), con la finalidad de rotar el captador para el seguimiento solar en dos ejes.

La temperatura de funcionamiento del fluido (o gas) oscila entre los 600°C y los 1000°C. Una vez que el fluido contiene la energía calorífica suficiente mueve el motor que, unido a un alternador, produce energía eléctrica de manera independiente. Cada disco termosolar tiene un rango de potencia de entre 3 y 30 kW, de tal manera que este hecho los hace beneficiarse de su carácter modular.

Esta tecnología es la menos desarrollada de todas, aún está en la fase de despegue comercial ya que es de las más costosas por sus componentes principales. Cuenta con la eficiencia más alta de la familia de las termosolares, hasta el 35%. Otra ventaja a destacar es que no necesita refrigeración, con lo que las hace ideales para climas secos y desérticos [37].

Por el contrario, debido a la estructura de su receptor tienen la particularidad de convertir la energía eléctrica de forma instantánea, sin la posibilidad de almacenar la radiación térmica en un depósito de sales fundidas. Sin embargo, para que la producción sea lo más continua posible se puede incorporar baterías eléctricas con el fin de almacenar su producción de forma parcial.



*Figura 36 – Central de discos parabólicos de Casas de los Pinos, Cuenca.
Fuente: Renovalia Energy [52]*

De forma general, se enumeran algunas de las ventajas comunes de las centrales solares termoeléctricas:

- Tienen una fácil hibridación con los combustibles fósiles, por ejemplo, gas natural o biomasa.
- Su capacidad de almacenamiento aumenta notablemente su factor capacidad, pudiendo producir entre 4.000 y 6.500 horas al año.
- Gracias a su almacenamiento térmico, su producción es gestionable y funcionan bien ante el seguimiento de la curva de demanda.
- Tienen la posibilidad de proporcionar regulación primaria, secundaria y terciaria.
- Dan la posibilidad de productos complementarios como la cogeneración o la desalación de agua.

4.3. FACTORES INFLUYENTES EN TERMOSOLAR

El objetivo de este apartado es introducir una visión global de las características externas de las que dependen las termosolares, como son la radiación y los ángulos solares. Las centrales térmicas solares deben parte de su rendimiento al buen posicionamiento del campo de heliostatos, puesto que constituye su fuente de calor, y a la ubicación de su emplazamiento.

4.3.1. LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es aquella emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas. Esta energía no llega de forma constante a la superficie terrestre, depende de diversas circunstancias como los ciclos estacionales, ciclos diurnos, del ángulo de incidencia, de la nubosidad, etc.

El Sol emite una cantidad de radiación aproximada de 1400 W/m^2 al día, pero, sólo en reflexión, se pierde casi un tercio de la radiación emitida. La figura 37 muestra, de forma esquemática, que solamente el 70% de la irradiancia¹¹ consigue llegar a la superficie terrestre:

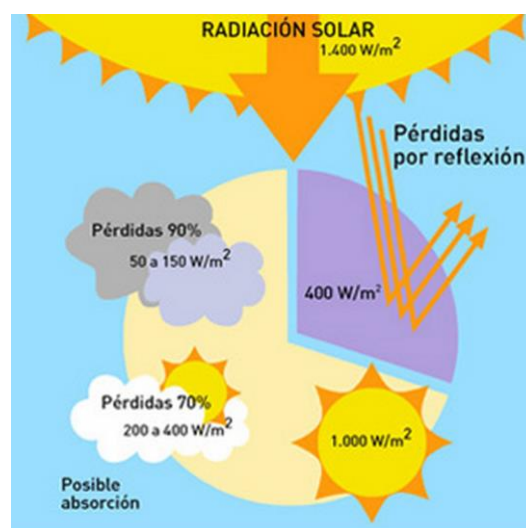


Figura 37 – La radiación solar emitida. Fuente: Gas Natural Fenosa [55].

¹¹ La irradiancia (G) se define como la densidad de potencia incidente en una superficie por unidad de superficie. Se mide en W/m^2 .

Por otro lado, la radiación solar global está compuesta de la radiación directa, difusa (dispersa) y reflejada (albedo):

- La radiación directa es la que llega directamente del sol. Ésta es mayor cuanto menor nubosidad haya, de tal manera que la posible absorción en un día soleado es de unos 1.000 W/m^2 , mientras que en días parcialmente nublados o nublados dicha radiación disminuye considerablemente, como se observa en la figura anterior.
- La radiación difusa es la procedente del efecto de dispersión que provocan las moléculas de la atmósfera. Es decir, es la radiación de la bóveda celeste que no llega directamente del sol.
- La radiación reflejada es la que procede de la reflexión del suelo, a causa de radiación incidente en montañas, lagos, edificios, etc.

El único tipo de radiación que se puede concentrar en pequeñas superficies es la directa. Por ello, las centrales solares termoelectricas de concentración se deben instalar en zonas desérticas o en zonas con poca nubosidad y muy soleadas, para que las pérdidas de rendimiento, de este género, sean mínimas. Para encontrar la ubicación óptima se utilizan mapas de irradiancia anual, como se muestra en la figura 38:

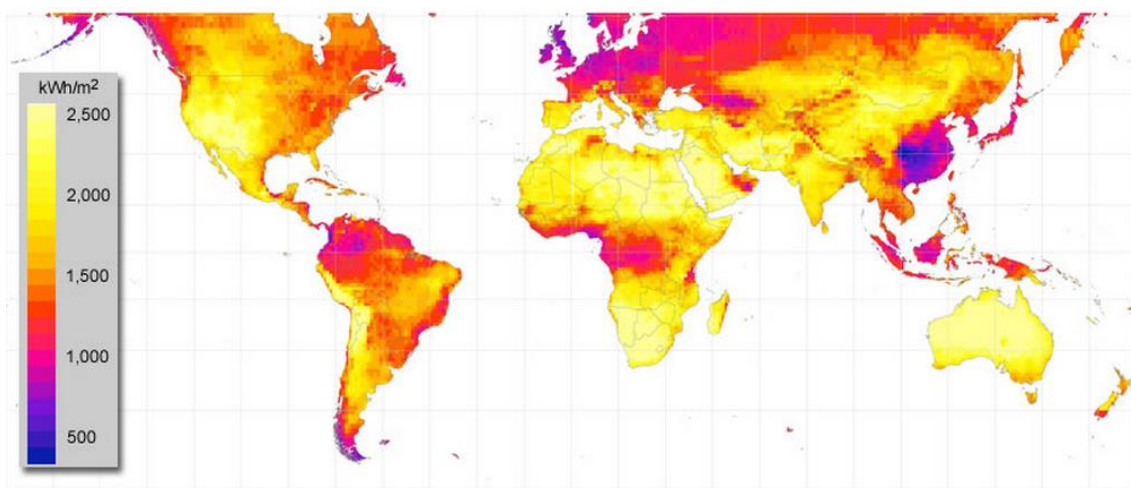
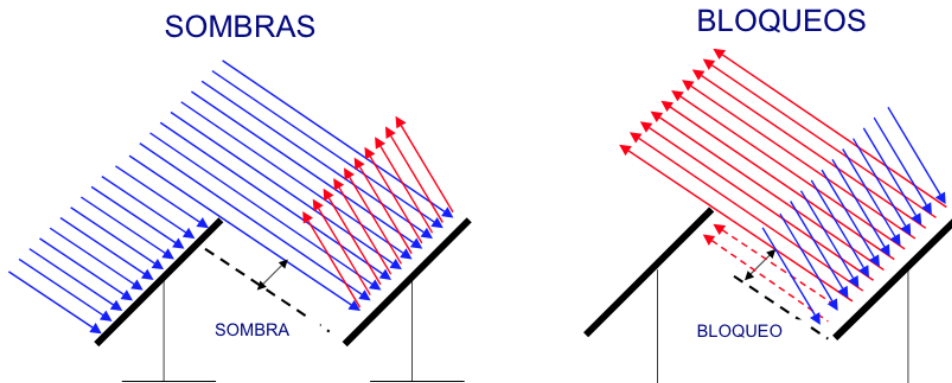


Figura 38 – Irradiancia directa solar al año. Fuente: Meteonorm [56].

4.3.2. LA GEOMETRÍA DEL CAPTADOR

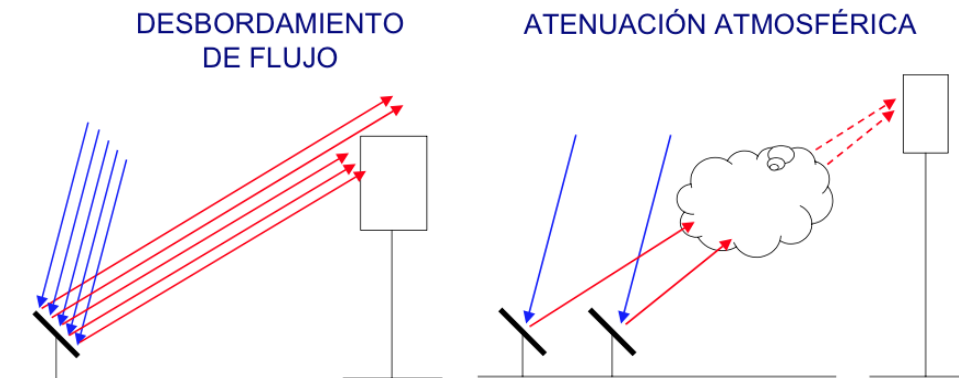
Para obtener el rendimiento óptico correcto, es necesario configurar el campo de heliostatos de acuerdo al ángulo de incidencia y ángulos solares, determinando así las distancias adecuadas entre colectores y la altura de la torre, si la hubiera. Las anomalías que se mostrarán a continuación son propias de la tecnología de torre central, ya que, en las demás, los colectores están próximos a la superficie reflectora, con lo que son menos frecuentes.

Los efectos no deseados resultantes de una mala disposición de los captadores serían, por ejemplo, las sombras y los bloqueos, recogidos en las figuras 39 y 40. La causa principal es la cercanía de los colectores unos a otros. Por este motivo, la separación entre ellos se va haciendo cada vez mayor conforme aumenta su distancia a la torre:



Figuras 39 y 40 – Efectos no deseados de la geometría del campo de heliostatos.
Fuente: SENER [57].

Por otro lado, si no se dirige de forma adecuada el flujo solar al receptor de la torre puede ocurrir el fenómeno denominado desbordamiento de flujo. Si se tiene en cuenta que las centrales están basadas en tecnologías de concentración de la luz solar y, no la concentran de la manera apropiada, el rendimiento se verá afectado considerablemente. De igual manera ocurrirá con la atenuación atmosférica, figuras 41 y 42:



Figuras 41 y 42 – Efectos no deseados de la geometría del campo de heliostatos.
Fuente: SENER [57].

Finalmente, el efecto coseno determina el área efectiva del espejo. Cabe destacar la estrecha relación del efecto coseno y el ángulo de incidencia¹². De tal manera que, cuanto mayor sea el ángulo de incidencia, menor será el valor del efecto coseno y, por consiguiente, menor será el área reflejada. Las figuras 43 y 44 muestran los conceptos comentados:

¹² El ángulo de incidencia se define como el ángulo que forma la dirección de los rayos solares con la dirección normal a la superficie de reflexión.

EFFECTO COSENO

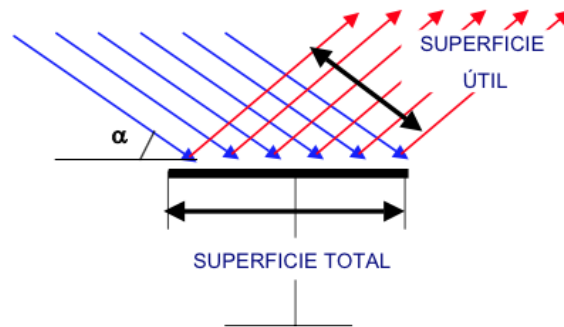


Figura 43 – Efecto coseno de la superficie de un colector plano.
Fuente: SENER [57].

El efecto coseno relaciona, mediante la reflexión de la luz, la superficie total del colector con la superficie útil aprovechada por el receptor.

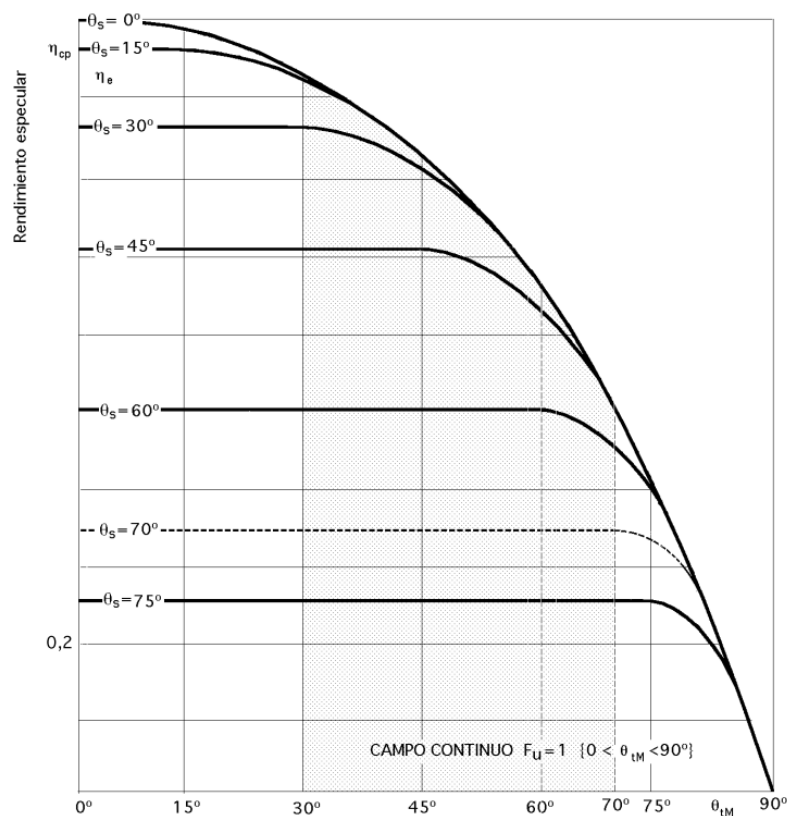


Figura 44 – Evolución del rendimiento del concentrador con respecto al ángulo de incidencia.
Fuente: Pedro Fernández Díez, Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura [58].

Se observa como a medida que el ángulo de incidencia se aleja del cero, el rendimiento del concentrador disminuye, al igual que el área reflejada por el mismo.

Por último, dado el movimiento aparente del sol, se necesitan seguidores solares que ayuden a que la concentración de radiación en el receptor sea constante. Para ello, los colectores están dotados de equipos de seguimiento solar [59], que pueden ser de un eje o de dos:

- Seguidores de un eje: controlan exclusivamente un seguimiento, o bien de este a oeste, o bien desde la posición más baja a la más alta o cénit. Contienen sólo un eje que está situado de manera horizontal, denominado *seguimiento cenital*. El seguimiento cenital continuo se utiliza en tecnologías cilindro parabólicas o Fresnel.
- Seguidores de doble eje: siguen la trayectoria solar desde su punto más bajo hasta el más alto y, al mismo tiempo, desde su posición más oriental hasta la más occidental. Son característicos de los colectores que concentran la luz de forma puntual, como los de torre y disco parabólicos.

4.4. COSTES DE INVERSIÓN Y DE EXPLOTACIÓN

En este apartado, se mostrarán los costes de inversión y explotación de la tecnología solar termoeléctrica en función de la potencia instalada. Debido a la variedad de las tecnologías, se expondrá cada una de ellas y luego se desglosarán los costes de las más comerciales: la central de torre y la central de canales cilindro parabólicos, con y sin almacenamiento.

4.4.1. COSTES DE INVERSIÓN

Tecnología	Coste de inversión [M€₂₀₁₀/MW]
Torre con almacenamiento	12,2 – 13,3
Torre sin almacenamiento	8,4 – 9,0
Cilindro parabólico con almacenamiento	6,5 – 7,3
Cilindro parabólico sin almacenamiento	4,5 – 5,2
Colectores lineales Fresnel	5,9 – 6,5
Disco parabólico	12,5 – 14,0

*Tabla 1 – Costes de inversión de las tecnologías termosolares.
Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].*

La tabla 1 está elaborada en función de instalaciones de una potencia de 50 MW para la tecnología cilindro parabólica, 20 MW para las centrales de torre y 30 MW para los colectores lineales Fresnel. Cabe destacar que cuanto mayor sea la potencia instalada de estas instalaciones, menor serán los costes asociados por unidad de potencia. Actualmente, la investigación en la tecnología termosolar ha progresado mucho, disminuyendo los costes de inversión en algunos casos más de un 30%.

Se observa también en la tabla anterior que los costes de inversión de las centrales con almacenamiento son mayores que las que no lo poseen. Por el contrario, las plantas con almacenamiento aumentan enormemente sus horas de funcionamiento, percibiendo unos ingresos mayores al poder gestionar la energía y adaptarla a la demanda del mercado eléctrico en todo momento.

Los costes de inversión se dividen en los siguientes costes, reflejados en la figura 45:

- Sistema colector, referente a los materiales del campo de heliostatos y seguidores solares.
- Receptor, donde se incluye el receptor y al torre para la tecnología de receptor central o, los tubos receptores para la tecnología cilindro parabólica.
- Bloque de potencia, formado por el generador de vapor, intercambiadores de calor, turbina, etc.
- Construcción y puesta en marcha: costes derivados de la construcción y la puesta en marcha. Asegura el correcto funcionamiento de la central en su finalización y el adecuado calibrado de los equipos de control.
- Costes de conexión a red (subestación elevadora, líneas...) y costes de propiedad del suelo que se va a utilizar para la construcción de la central.
- Costes de ingeniería, gestión del proyecto y otros costes derivados de la gestión y control de construcción y puesta en marcha.
- Balance Of Plant (BOP) o costes relacionados con los materiales y equipos de los servicios auxiliares y refrigeración de la central.
- Costes de almacenamiento y sales fundidas, en caso de que lo hubiera.

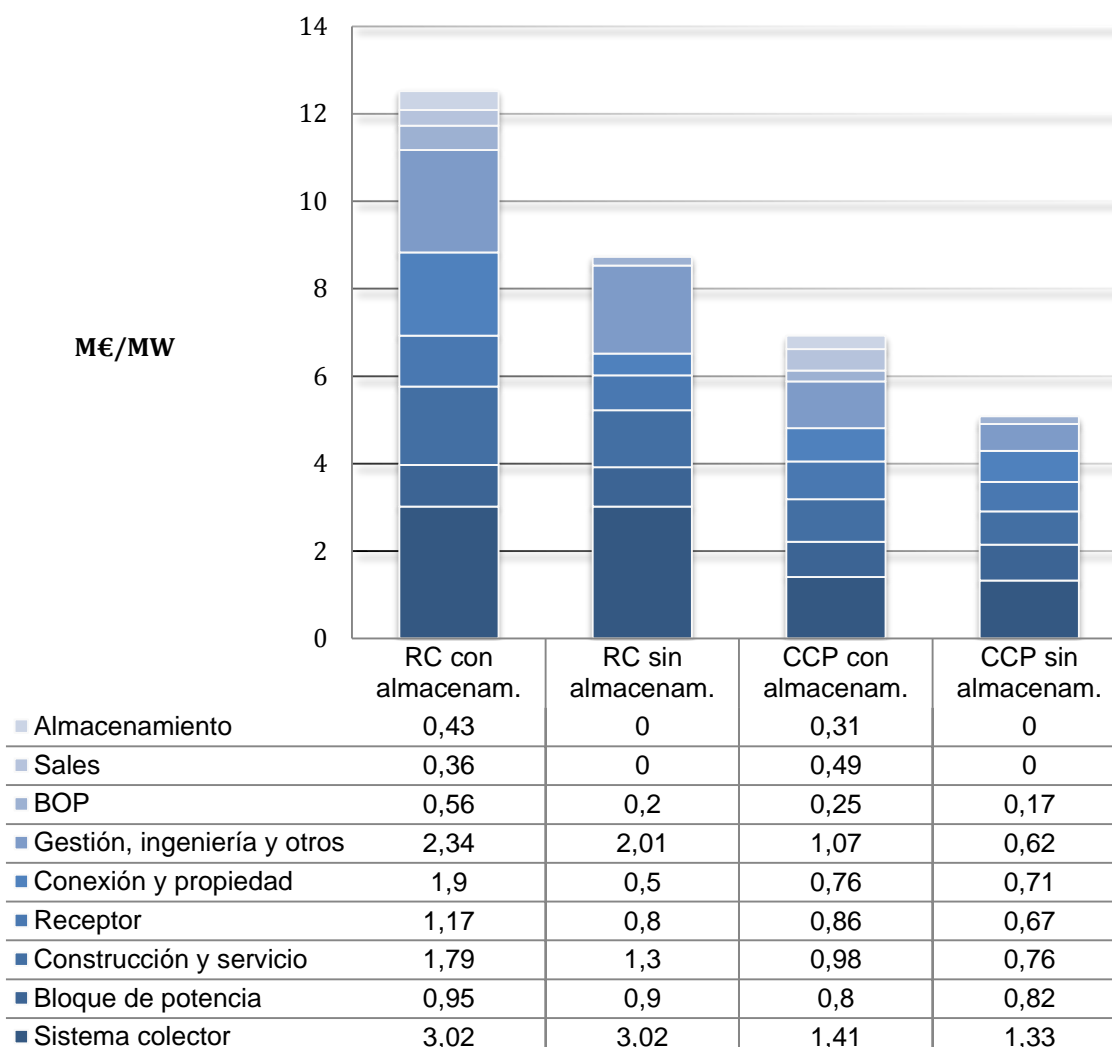


Figura 45 – Desglose de costes de inversión de las tecnologías más comercializadas.

Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

En la figura 45, se consideran ambas tecnologías, de torre y cilindro parabólica, por ser las más comercializadas en España. Como se ha comentado anteriormente, se observa que los costes de almacenamiento aumentan considerablemente la inversión.

Para una mejor comparación, en las figuras siguientes se exponen unos gráficos porcentuales de los costes de inversión de dos centrales de canales cilindro parabólicos, una con almacenamiento y la otra, sin almacenamiento:

CCP con almacenamiento

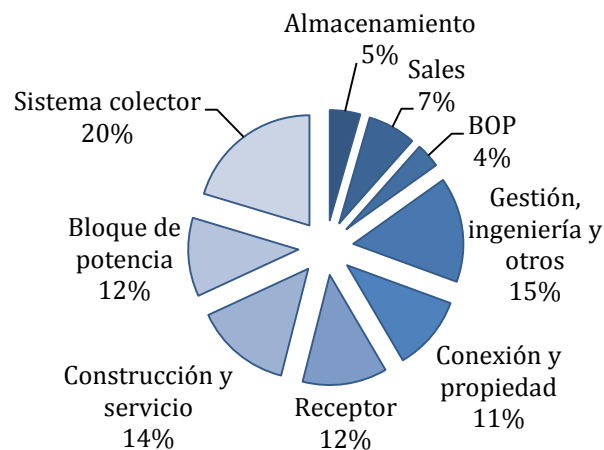


Figura 46 – Porcentaje de los costes de inversión de una Central CCP con almacenamiento.
Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

CCP sin almacenamiento

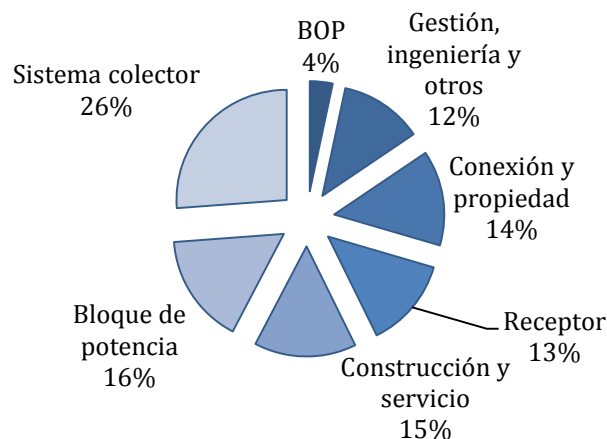


Figura 47 – Porcentaje de los costes de inversión de una Central CCP sin almacenamiento.
Fuente: PER 2011-2020, IDAE [36].

Si se comparan las figuras anteriores, 46 y 47, el almacenamiento no influye exclusivamente en el almacén y las sales, sino que prácticamente todos los niveles se ven afectados al ser gráficos porcentuales. Como se observa en las figuras, los mayores costes provienen del sistema de captación.

4.4.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación son los costes asociados a la producción de electricidad por kilovatio hora. En dicho precio se incluye los costes de inversión, el coste de operación y el coste de mantenimiento.

El coste de explotación viene definido por el LEC (c€/kWh), en inglés “Levelized Energy Cost” o LCOE (Levelized Cost Of Energy). Típicamente, el LEC se representa los costes anteriormente dichos a lo largo de la vida útil de la central.

Tecnología	LEC (c€/kWh)
Torre con almacenamiento	~ 28,4
Torre sin almacenamiento	~ 34,4
Cilindro parabólico con almacenamiento	~ 24,8
Cilindro parabólico sin almacenamiento	~ 27,9
Coletores lineales Fresnel	~ 39,2
Disco parabólico	> 40,4

*Tabla 2 – Costes de explotación de las tecnologías termosolares.
Fuente: PER 2011 – 2020, IDAE [36].*

La tendencia de estos costes es irse reduciendo en función de la madurez tecnológica de generación y las horas de explotación de cada tecnología. Los valores actuales, en 2014, están en torno a los 23,7 c€/kWh para las centrales de torre y en los 21,0 c€/kWh para las centrales de colectores cilindro parabólicos, ambas con almacenamiento.

CAPÍTULO 5

DESARROLLO NORMATIVO HASTA LA REGULACIÓN ACTUAL

La regulación en el sector eléctrico se ha ido adaptando a las circunstancias concurrentes en cada momento. Al principio, se establecieron incentivos económicos para el desarrollo de las tecnologías de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos; lo que significó una masiva implantación de instalaciones de esta índole que comprometieron la seguridad financiera del mismo. Actualmente, en 2015, lo que se pretende conseguir con la nueva regulación es una estabilidad económica del sistema eléctrico y una rentabilidad razonable de las instalaciones.

Tanto en este capítulo como en los sucesivos, se mostrará de forma cronológica la evolución de la regulación de estas tecnologías de generación hasta la fecha de elaboración de este TFG.

5.1. VISIÓN GENERAL DE LA REGULACIÓN EN MATERIA DE ENERGÍA RENOVABLE

Al principio de los 80, el gobierno español comenzó a establecer normas encaminadas a impulsar la utilización de fuentes de energías renovables mediante incentivos económicos; un ejemplo de ello sería la *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía*. A lo largo de la década, se fomentaron las principales centrales hidroeléctricas de menor potencia o minihidráulica, objetivo primordial en el Plan Energético Nacional.

En 1994, de acuerdo al *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, se establecieron los requisitos que debían tener las instalaciones abastecidas únicamente por fuentes de energía renovable para acogerse al régimen especial, así como al régimen económico.

La *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, establecía los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que iría más allá de un cambio normativo de la regulación en la producción de electricidad. Se liberalizaron las actividades de generación y comercialización y, se regularon las actividades de transporte y distribución, potenciando así la producción en el régimen especial a través de la percepción de una prima y de su preferencia en el despacho económico¹³. Los requisitos y procedimientos que debían seguir las instalaciones para acogerse al régimen especial de la citada ley, así como a su régimen económico, se recogían en el *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración*. En éste, se determinaba una prima sin límite temporal para el desarrollo de estas instalaciones, teniendo en cuenta que, por su baja madurez tecnológica, no podrían entrar en el mercado en igualdad de condiciones. Más adelante, el *Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida*, modificaba el Real Decreto 2818/1998 y clasificaría la tecnología solar termoeléctrica en el subgrupo b.1.2 (catalogada de la misma forma hasta el momento).

Posteriormente, para adecuar la normativa vigente a los objetivos en materia medioambiental a tenor de lo planteado por la Unión Europea, se elaboró el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. El objeto principal de este real decreto fue unificar la normativa referente al régimen especial, simplificar en dos opciones diferenciadas las modalidades de venta de la energía y clasificar más detalladamente las instalaciones pertenecientes al régimen especial en categorías, grupos y subgrupos.

Unos años después, para un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y una mejor adaptación a los objetivos europeos se publicaba el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. El sistema jurídico y económico era muy parecido a la norma de 2004, pero añadía la novedad de una prima variable en función del precio del mercado. Además, regulaba por primera vez las centrales termosolares puesto que, anteriormente, todavía no se habían desarrollado en su fase comercial.

Estos marcos normativos agravaron en el tiempo la sostenibilidad económica del sistema eléctrico español, creando consigo un creciente déficit tarifario¹⁴ que era necesario acotar. Así, entra en vigor el *Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*, que constituyó el marco de desarrollo a futuro de las tecnologías renovables y, en especial, de las centrales termosolares. Una de las medidas adoptadas para subsanar este escenario fue la creación de un registro, llamado Registro de Preasignación de Retribución, que controlaba por fases la implantación de instalaciones en régimen especial a corto y largo plazo. De esta manera, se espaciaban y anticipaban en el tiempo los costes regulados provenientes de las primas y tarifas establecidas

¹³ El despacho económico busca la mejor configuración de generación desde un punto de vista económico.

¹⁴ El déficit tarifario se define como “la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir”.

para las instalaciones en régimen especial. Además, tenía como objeto la limitación del déficit tarifario y su total eliminación en el año 2013. Pese a ello, un año después se volvía a aumentar el límite del déficit tarifario en el *Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, señalándose como un desajuste temporal en los objetivos del Estado.

Para garantizar una adecuada operación en condiciones de seguridad del sistema eléctrico y posibilitar la integración de las tecnologías en régimen especial, se publicó el *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. En él se establecían unos requisitos técnicos adicionales, respecto al Real Decreto 661/2007 para posibilitar el crecimiento de las instalaciones a partir de fuentes renovables. También, incluía la posibilidad de conceder una retribución adicional a proyectos innovadores para la producción de energía eléctrica de tecnología solar térmica.

Como continuación de las medidas anteriores, para asegurar el cumplimiento de los límites fijados del déficit tarifario, sin minar en exceso el crecimiento de las instalaciones en régimen especial, se aprueba el ***Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica***. En lo referente a la tecnología termosolar, esta norma modificaba la opción de venta entre el régimen de retribución de tarifa y el de prima, y obligaba durante los doce primeros meses a acogerse a la modalidad de tarifa regulada. Asimismo, durante la vida operativa de la instalación se limitaban las horas equivalentes de referencia al año de producción de electricidad de las instalaciones con derecho a prima.

Además, bajo ese contexto de crisis, se veía necesaria la imposición de un peaje de acceso a todas los productores de energía eléctrica del valor de 0,5 €/MWh. El peaje se hacía físico con la publicación del *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*.

El gran crecimiento de las tecnologías en régimen especial, que superó los objetivos fijados por el Plan de Energías Renovables 2005 – 2010, produjo un mayor desequilibrio en el déficit tarifario, por lo que se consideró necesario suprimir determinadas primas e incentivos para las nuevas instalaciones que no hubieran sido inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución, además de suspender el procedimiento de inscripción de dicho registro. Debido a la superación de estos propósitos, entró en vigor el ***Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos***¹⁵.

Por otro lado, para ayudar a la complementación de la supresión del déficit mediante cobros de carácter impositivo, la *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, introdujo un nuevo impuesto del 7% en la retribución de la producción de energía eléctrica a todas las instalaciones de generación de electricidad, así

¹⁵ Al no ser de carácter retroactivo este real decreto no presentó cambios para las instalaciones a las que ya se había concedido la solicitud de inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución, que fueron los 2300 MW que hay actualmente.

como gravar determinadas tecnologías con unas tasas por consumo de carbón y gas natural, recursos hídricos y residuos nucleares.

El *Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, modificaba aspectos de las opciones de venta que incidían directamente sobre los regímenes retributivos de las instalaciones en régimen especial. Con este real decreto se finalizaron los últimos retazos de la modificación de la normativa anterior antes de establecer un nuevo marco normativo.

Hasta la fecha se habían dictado normas de corrección y actualización que no habían sido suficientes para evitar el déficit, con una deuda acumulada de 26.000 millones de euros a 10 de mayo de 2013. Estas cifras sugerían la necesidad de una reforma integral del sector eléctrico para garantizar su sostenibilidad y seguridad económica. Por este motivo, entraron en vigor un conjunto de reales decretos y una ley que constituirían el marco normativo actual:

- *Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*
- *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

5.2. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

El progreso y crecimiento en la implantación de las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica han condicionado la evolución normativa. En el siguiente apartado se analizan los aspectos que afectaron tanto a la retribución como al desarrollo de las centrales termosolares.

REAL DECRETO 436/2004

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, no llegó a regular ninguna de las centrales termosolares en su fase comercial, pero fue de gran importancia tanto para el régimen económico del régimen especial como para la tecnología termosolar en sí, puesto que daba una visión aproximada de las retribuciones futuras.

Su objetivo estaba enfocado a exponer los mecanismos de venta y retribución que percibirían las instalaciones en régimen especial, es decir, establecía una forma sistemática y una metodología de cálculo para la financiación de las tecnologías renovables. Además, recogía una clasificación en categorías, grupos y subgrupos:

- Categoría *a*: centrales con cogeneración o centrales que utilizasen energías residuales procedentes de procesos industriales independientes de la producción eléctrica.
- Categoría *b*: centrales que usaban energías renovables no consumibles, biomasa y biocarburantes. Se encontraban los grupos siguientes:

1. Grupo b.1: instalaciones que usaban la energía proveniente del sol. Se dividía en dos subgrupos, la tecnología solar fotovoltaica pertenecía al subgrupo b.1.1 y la tecnología termosolar queda representada en el subgrupo b.1.2.
 2. Grupo b.2: instalaciones que utilizaban el movimiento del viento, tanto las instalaciones eólicas terrestres como marinas.
 3. Grupo b.3: instalaciones que utilizaban energías relacionadas con el movimiento del mar (oleaje, mareas, corrientes marinas) o procedentes de la térmica terrestre y oceánica.
 4. Grupo b.4 y b.5: centrales hidroeléctricas con diferentes intervalos de potencia.
 5. Grupo b.6, b.7 y b.8: centrales que utilizaban como combustible principal biomasa.
- Categoría c: instalaciones que utilizaban residuos con valorización energética que no correspondían a la categoría b, como residuos sólidos urbanos.
 - Categoría d: instalaciones que utilizaban la cogeneración para procesos de tratamiento y reducción de residuos.

Por otro lado, este real decreto daba opción de percibir dos modalidades de retribución por la venta de la producción de electricidad de la instalación en régimen especial:

- Tarifa regulada: la instalación cedía la electricidad a la empresa distribuidora, percibiendo por ella una tarifa regulada, que aseguraba una retribución única para todos los períodos de programación.
- Mercado más prima: la instalación vendía la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, percibiendo en este caso el precio de venta de la electricidad que resultaba del mercado diario, a plazo o por contrato bilateral; más una prima y en su caso un incentivo.

Estas medidas retributivas (tarifa regulada, prima e incentivo) consistían en un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia¹⁶ de cada año. Para el año 2004, la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia tenía un valor de 7,2072 c€/kWh.

En la tabla 3 se observan los valores porcentuales de la Tarifa Eléctrica Media para la retribución de la venta de energía producida por las instalaciones de la tecnología solar termoeléctrica, se tiene en cuenta 25 años como la vida útil regulatoria de las centrales de esta tecnología:

	Durante los primeros 25 años	A partir de entonces
Tarifa regulada	300%	240%
Prima	250%	200%
Incentivo	10%	-

Tabla 3 – Porcentaje retributivo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia de la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo [63].

¹⁶ Queda definida por el Real Decreto 1432/2002 [63]: “La tarifa eléctrica media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión, para el mismo período considerado, de la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía.” Los costes previstos incluyen costes de producción, de transporte, distribución, comercialización, otros permanentes del Sistema, seguridad de abastecimiento, etcétera.

Además de las anteriores medidas retributivas específicas para el régimen especial, se añadía un complemento por energía reactiva, independientemente de la opción de venta elegida, que se fijaba como otro porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media. Aun así, no se estableció ningún porcentaje para la tecnología termosolar en su publicación, dado que era muy anterior a la etapa de despegue comercial de esta tecnología.

Por último, establecía para el grupo b.1.2 la posibilidad de utilizar ayuda de equipos auxiliares dedicados al mantenimiento de la temperatura de la instalación. La norma decretaba que el combustible a utilizar sería gas natural o propano y, que no podía sobrepasar, en cómputo anual, el 12% si la energía se vendía mediante tarifa regulada o el 15% si se vendía a través de la modalidad de mercado más prima.

REAL DECRETO 661/2007

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, actualizaba el régimen especial tal y como disponía el Real Decreto 436/2004.

Dicha adaptación se ajustaba mejor a los objetivos medioambientales europeos, ayudando consigo a la integración de las tecnologías de fuentes de energía de carácter renovable, cogeneración y residuos; y garantizaba a los titulares de las instalaciones, acogidos al régimen especial, una retribución razonable. Además, las retribuciones se desligaban de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia y por tanto, dejaban de ser un porcentaje como en el anterior real decreto. Por otro lado, la percepción de la remuneración adicional a la venta de la energía generada en cualquiera de las dos modalidades, estaba supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial o RIPRE.

La norma de 2007 preservaba las opciones de venta del real decreto de 2004, modalidad de tarifa regulada o venta en el mercado de producción más prima, pero introducía ciertas novedades para algunas tecnologías. Para la opción de venta en el mercado diario se marcaban unos límites, superior e inferior, de tal forma que la prima percibida variaba en función de esas acotaciones. La naturaleza de este método aseguraba la protección del promotor cuando los ingresos fuesen desmesuradamente bajos, pero suprimía la prima cuando los valores del precio del mercado eran suficientemente altos como para cubrir sus costes de producción. En la figura 48 se contemplan los posibles casos de variación de la prima de referencia:

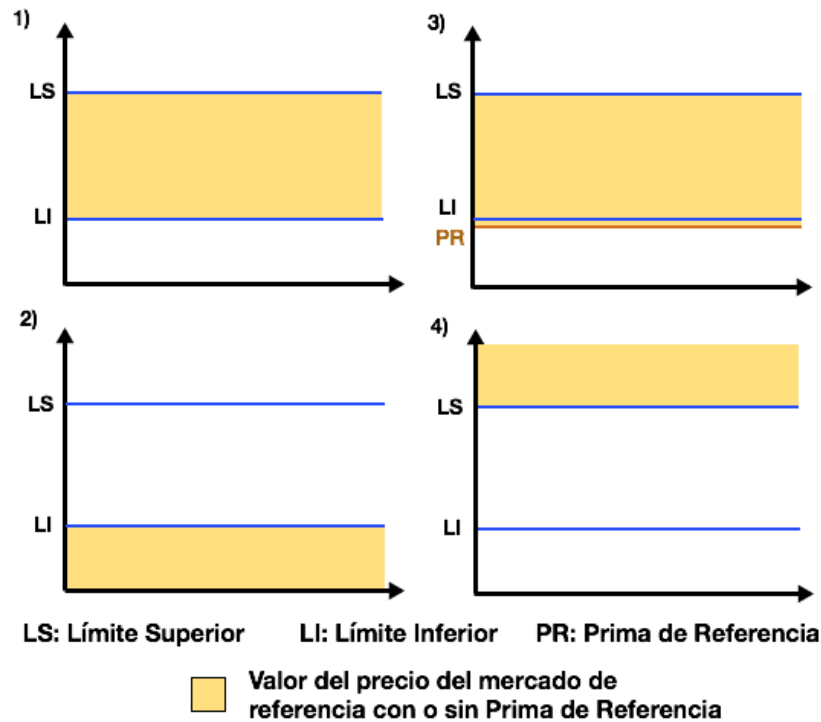


Figura 48 – Casos de variación de la Prima de referencia en función del precio horario del mercado.
Fuente: Artículo 27 del Real Decreto 661/2007 [65] y elaboración propia [6].

- 1) Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

$$\text{Prima a recibir} = \text{Prima Referencia}$$

- 2) Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferior o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora. Es decir:

$$\text{Prima a recibir} = \text{Límite Inferior} - \text{Precio mercado}$$

- 3) Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora. Es decir:

$$\text{Prima a recibir} = \text{Límite Superior} - \text{Precio mercado}$$

- 4) Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora. Es decir:

$$\text{Prima a recibir} = 0$$

En la tabla 4, se muestran los valores de los parámetros citados para el subgrupo b.1.2, perteneciente a las centrales solares termoeléctricas:

	Tarifa Regulada [c€/kWh]	Prima de Referencia [c€/kWh]	Límite Superior [c€/kWh]	Límite Inferior [c€/kWh]
Primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
Después de 25 años	21,5498	20,3200		

Tabla 4 – Tarifas y primas correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.2.

Fuente: Real Decreto 661/2007 [65].

Las instalaciones con una potencia mayor a 50 MW sólo podían vender su producción de electricidad en el mercado eléctrico en la modalidad de mercado más prima. Las instalaciones de la categoría *b* (entre ellas las termosolares), salvo las centrales hidroeléctricas, de potencia superior a 50 MW tenían derecho a percibir la prima que correspondiera en cada hora, multiplicada por el siguiente coeficiente:

- Para instalaciones con una potencia superior a 50 MW e inferior o igual a 100 MW, el valor del coeficiente atendía a la posterior ecuación:

$$\text{Coeficiente}_1 = 0,8 - \left(\frac{\text{Potencia} - 50}{50} \times 0,6 \right)$$

- Para instalaciones de potencia superior a 100 MW, el valor se determinaba por la ecuación siguiente:

$$\text{Coeficiente}_2 = 0,2$$

Por otra parte, se determinaba que toda instalación acogida al régimen especial, independientemente de la opción de venta, podía percibir un complemento por energía reactiva por mantener dentro de un intervalo establecido el factor de potencia según las horas del día. Dicho complemento se fijaba como un porcentaje de la cantidad de 7,8441 c€/kWh, revisada anualmente. Asimismo, las instalaciones con una potencia superior a 10 MW podían recibir instrucciones del OS, aplicándose la bonificación máxima contemplada para el periodo en que se encontrase. En la tabla 5 se observan los detalles:

Tipo de Factor de Potencia	Factor de Potencia	Bonificación o penalización (%)		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$FP < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > FP \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > FP \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > FP \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > FP \geq 0,98$	0	2	0
-	$FP = 1,00$	0	4	0
	$1,00 > FP \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > FP \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > FP \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > FP \geq 0,95$	6	0	-3
Capacitivo	$FP < 0,95$	8	-4	-4

*Tabla 5 – Valores porcentuales de bonificación y penalización aplicables a los períodos horarios¹⁷.
Fuente: Real Decreto 661/2007 [65].*

Siendo el horario de punta, llano y valle los recogidos en la tabla 6 siguiente:

Horas	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
	18-22h	8-18h 22-24h	0-8h	11-15h	8-11h 15-24h	0-8h

Tabla 6 – Horarios de punta, llano y valle. Fuente: MINETUR [66].

Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que vendiesen su energía al mercado y cumplieran los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de red de transporte, podían renunciar al complemento por energía reactiva, pudiendo así participar en el procedimiento de operación de control de tensión vigente aplicando sus mecanismos de retribución.

REAL DECRETO-LEY 6/2009

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estaba enfocado a la disminución paulatina del déficit tarifario mediante límites anuales, de tal forma que, para el 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serían suficientes para satisfacer totalmente los costes de las actividades reguladas. Para lograr ese fin, la cuantía del déficit de los años 2009, 2010, 2011 y 2012 no debía superar los 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros, respectivamente. Éste creaba también un mecanismo de financiación del déficit acumulado, a través de la cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) y su colocación a terceros mediante un procedimiento competitivo. La justificación de las posteriores modificaciones normativas se encuentra en la premisa de eliminar dicho déficit.

¹⁷ La regulación del factor de potencia se realizaría en el punto de conexión con el sistema. Los porcentajes de complemento se aplicaban con periodicidad horaria, liquidándose al finalizar cada mes, en cómputo mensual.

Debido al crecimiento tan pronunciado de las instalaciones de régimen especial se hizo necesario establecer cambios en el sistema retributivo. Su elevada incursión podía poner en riesgo la sostenibilidad del sistema eléctrico, desde el punto de vista económico por su impacto en la tarifa eléctrica y, desde el punto de vista técnico, comprometiendo la viabilidad económica de las instalaciones ya finalizadas. Por estos motivos, se hacía necesario reformar los regímenes económicos vigentes para garantizar la seguridad del Sistema y permitir una implantación de instalaciones de carácter renovable a un coste razonable.

Así, se creó el Registro de Preasignación de Retribución, RPR, por el cual se permitía conocer tanto los plazos previstos de las instalaciones en régimen especial que estuvieran ya proyectadas, como las que cumplían las condiciones necesarias para ejecutarse o las que podían acceder al sistema eléctrico dentro de los requisitos legales establecidos. En otras palabras, un calendario de actuación para prever el posible impacto que tuvieran en la tarifa eléctrica.

La inscripción en el Registro de Preasignación de Retribución era prácticamente obligatoria para las instalaciones acogidas al régimen especial, ya que, en caso de no ser inscrita, no se le concedía el otorgamiento del derecho al régimen económico primado del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Para inscribirse, era necesario depositar un aval en la Caja General de Depósitos de la Administración General de Estado, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la cuantía de 20 €/kW; muy diferente para la tecnología solar termoeléctrica cuyo valor es de 100 €/kW.

Dicho registro estaba compuesto por varias fases, de acuerdo a la *Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto- ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*. En la Resolución se desarrollaba el calendario de actuación de puesta en marcha e implantación de instalaciones para cada año hasta 2014. Según el informe, se presentaron 104 solicitudes de la tecnología solar termoeléctrica con una potencia total de 4.499 MW, pero sólo se resolvieron favorablemente 54 solicitudes con una potencia total de 2.389,8 MW. El motivo de la denegación de las restantes, tenía su origen en que se excedían de los objetivos de potencia recogidos en el Real Decreto 661/2007, además, podía comprometer la seguridad del sistema eléctrico ya que el crecimiento recomendado no debía superar los 3.300 MW renovables al año. En consecuencia, las fases de implantación [37] se dividieron de la siguiente forma para la tecnología solar termoeléctrica:

- Fase 1: 850 MW en operación antes de 2011.
- Fase 2: 1350 MW a partir de 1 de enero de 2011.
- Fase 3: 1850 MW a partir de 1 de enero de 2012.
- Fase 4: resto de potencia inscrita en el Registro de Preasignación de Retribución a partir de la fecha de 1 de enero de 2013.

Como muestra en la Tabla 9 más abajo, se observa de qué manera condicionó el registro y sus fases de implantación al desarrollo de la tecnología termosolar.

REAL DECRETO 1565/2010

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se centraba en pautas para la corrección y actualización de la regulación vigente en el 2010 y, añadía algunos mecanismos para el control del sistema eléctrico.

En una de las modificaciones que realizaba de los artículos del Real Decreto 661/2007, se establecía con carácter obligatorio que las instalaciones acogidas al régimen especial de potencia superior a 10 MW, quedaran vinculadas a centros de control de generación. Estos centros tenían la función de actuar como interlocutores del OS con el objetivo de remitirle la información en tiempo real para asegurar la fiabilidad del sistema eléctrico en todo momento. La obligación de adscripción al centro de control de generación era condición necesaria para la percepción de la prima o, en su caso, de la tarifa regulada. Los costes derivados de la instalación y mantenimiento de éstos se sufragaban por cuenta de los generadores asociados a dicho centro de control.

Otra de las modificaciones respecto del real decreto anterior, incluía a las centrales de tecnología termosolar y eólica en el conjunto de las instalaciones de potencia superior de 50 MW, apartado 2 del artículo 45:

*“Las instalaciones de tecnologías análogas a las de la categoría b, **salvo las solares termoeléctricas, eólicas, e hidroeléctricas**, de potencia instalada mayor de 50 MW, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la de una instalación de 50 MW del mismo grupo y subgrupo y, en su caso, mismo combustible y misma antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, determinados en el artículo 36, multiplicada por el siguiente coeficiente:*

0,8 - [(Pot -50) / 50) × 0,6], para las instalaciones hasta 100 MW, o

0,2, para el resto,

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW, y siéndoles en ese caso de aplicación los límites inferior y superior previstos en el mismo, multiplicados por el mismo coeficiente, en cada caso.”

Hasta la entrada en vigor de este real decreto, las instalaciones termosolares de potencia superior a 50 MW sólo podían vender la electricidad en el mercado, por eso todas las que se instalaron y proyectaron tenían una potencia instalada máxima de 50 MW. Por un lado, no se restringían la opción de venta, optando por la modalidad de tarifa regulada o la de mercado más prima y, por otro lado, percibían la Prima de Referencia máxima para cada hora al no tener que multiplicarla por ningún coeficiente reductor.

Con la nueva regulación, las centrales solares termoeléctricas quedaban fuera de esta directriz, pudiendo ampliar la potencia instalada hasta su óptimo; por ejemplo, para la tecnología de Canales Cilindro Parabólicos es de 100 a 200 MW. Pese a ello, además de no establecerse ninguna disposición transitoria para aumentar el valor de la potencia instalada de las instalaciones con potencia igual o menor de 50 MW, la mayoría de las instalaciones estaban ya proyectadas, avaladas o en construcción e inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución, conforme al Real Decreto-ley 6/2009. Asimismo, el aumento de potencia podía suponer un problema para los objetivos marcados en las fases de implantación del citado real decreto, aplicándose restricciones a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas.

En consecuencia, no se contemplaron modificaciones de potencia en ninguna de las instalaciones futuras. Actualmente, ninguna de las centrales termosolares existentes hasta 2015 sobrepasa la potencia instalada de 50 MW.

Por otro lado, se modificaba el régimen de energía reactiva, para todas las instalaciones en régimen especial, y se ajustaban sus valores de bonificación y penalización. El nuevo complemento se fijaba como un porcentaje del valor de 8,2954 c€/kWh en caso de bonificación o penalización. Igualmente, se aumentaban los valores obligatorios de referencia entre los que se tenía que verter la energía eléctrica, estableciéndose entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, tabla 7:

Rango de Factor de Potencia	Bonificación por cumplimiento (%)	Penalización por incumplimiento (%)
Obligatorio	0,00	3,00
Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo	4,00	0,00

Tabla 7 – Valores porcentuales de bonificación y penalización aplicables a los períodos horarios.

Fuente: Real Decreto 1565/2010 [70].

Por último, el Real Decreto 1565/2010, añadía la concesión de una retribución adicional para instalaciones de la tecnología solar termoeléctrica con carácter innovador. La retribución adicional, independiente de la retribución de mercado, se otorgaba a través de un mecanismo de concurso hasta un máximo de 80 MW totales, dividido en dos grupos de potencia, el primero, de entre 45 – 50 MW, y el segundo, de entre 15 – 30 MW.

REAL DECRETO 1614/2010

En los últimos años, España se había convertido en un país con un alto grado de integración renovable. En el año 2010, se habían superado los objetivos de potencia instalada previstos y más del 25% de la energía eléctrica producida provenía de fuentes de energía renovable. De acuerdo a estas circunstancias era necesaria una adaptación de la regulación que salvaguardase tanto las inversiones realizadas como la seguridad económica del sistema eléctrico, disminuyendo su déficit tarifario. Por este motivo, entra en vigor el *Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica*.

En cuanto a la tecnología solar termoeléctrica, el real decreto incluía varias pautas que afectaban directamente sobre su retribución vigente de aquel momento. Por un lado, se añadía una limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho primado, y por otro, se incorporaba un artículo que obligaba a acogerse a la modalidad de venta de energía de tarifa regulada durante cierto tiempo.

La limitación de horas equivalentes de referencia tenía el objetivo de reducir los costes regulados procedentes de la retribución primada, de tal forma que si alguna instalación superaba el límite de horas, en cómputo anual, debían devolver la retribución primada en exceso. Las horas equivalentes de referencia al año para la tecnología solar termoeléctrica se muestran en la tabla 8:

Tecnología solar termoeléctrica	Horas equivalentes de referencia al año [h]
Cilindro parabólico sin almacenamiento	2.855
Cilindro parabólico con almacenamiento de 9 horas	4.000
Cilindro parabólico con almacenamiento de 7 horas	3.950
Cilindro parabólico con almacenamiento de 4 horas	3.450
Torre de vapor saturado	2.750
Torre de sales con almacenamiento de 15 horas	6.450
Lineales Fresnel	2.450
Disco parabólico Stirling	2.350

Tabla 8 – Horas equivalentes de referencia al año según el tipo de tecnología termosolar.

Fuente: Real Decreto 1614/2010 [71].

Las horas previstas en la tabla 8 no serían revisables durante la vida útil regulatoria de la instalación. Éstas se definen de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Horas equivalentes [h]} = \frac{\text{Producción neta anual [kWh]}}{\text{Potencia nominal de la instalación [kW]}}$$

En el caso de las hibridaciones de tipo 2¹⁸, las horas equivalentes serían aplicables sólo a la parte proporcional a la generación de electricidad proveniente del campo solar.

En otro orden, el artículo tercero del real decreto obligaba a todas las instalaciones termosolares a acogerse a la modalidad de tarifa regulada durante los doce primeros meses posteriores a la fecha de su puesta en servicio. Si las instalaciones ya hubiesen estado en servicio antes de la fecha de entrada del citado real decreto, pasarían de forma automática a verter electricidad a la red bajo la modalidad de tarifa regulada a partir del primer día del mes siguiente.

REAL DECRETO-LEY 2/2013

El *Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, constituyó una de las últimas reformas de la normativa vigente en ese momento. Su objetivo era introducir una serie de medidas para corregir los desajustes entre los costes e ingresos regulados del sistema eléctrico, sin subir los precios que pagaban los consumidores.

Dada la volatilidad de los precios del mercado de producción¹⁹, se consideraba necesario suprimir el derecho de retribución de la venta de electricidad en forma de prima cuando la venta se realizaba a través del mercado eléctrico. Para no contribuir a una sobre-retribución de las instalaciones que vendían de esta forma y garantizar una rentabilidad razonable, el Gobierno apostaba por la modalidad de venta de energía mediante la tarifa regulada. Es decir,

¹⁸ La hibridación tipo 2, se definía en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, como aquella instalación perteneciente a la tecnología termosolar que utilizase uno o más tipos de combustibles de las categorías b.6, b.7 y b.8, es decir, biomasa procedente de distintas fuentes. En cómputo anual, la generación de energía por parte de los combustibles no podían superar el 50% de la generación total.

¹⁹ Debido a las condiciones meteorológicas fuera de lo normal, se dieron precios mínimos de 18€/MWh de media en el mes de abril, con una media en el primer semestre del año 2013 de 37€/MWh, considerablemente inferiores a los 51,19€/MWh que se preveían para el año [74].

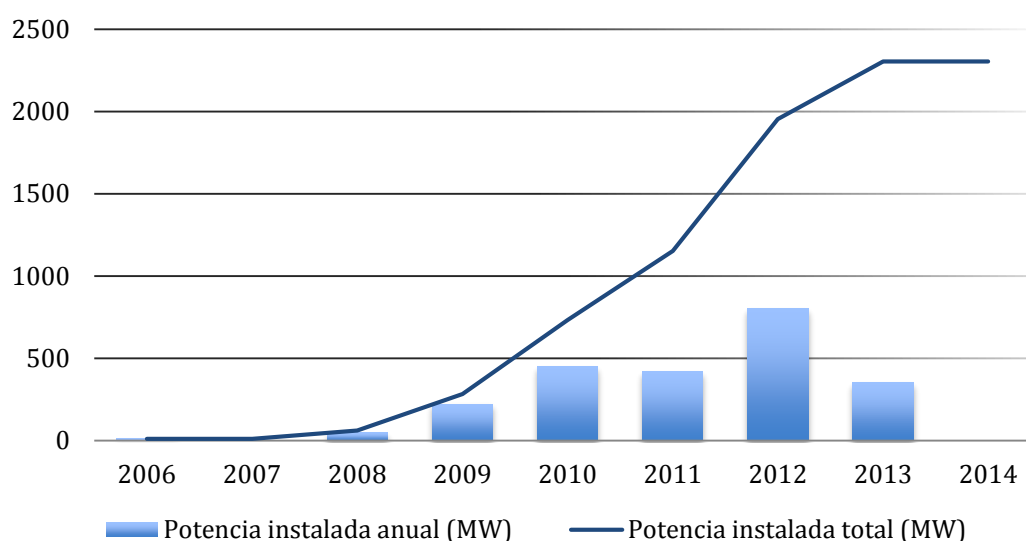
las instalaciones se podían acoger a la opción de tarifa regulada o a la opción de mercado sin prima, sin la posibilidad de cambiarse posteriormente de una a otra.

De esta manera, se eliminaban los límites superior e inferior del Real Decreto 661/2007 y el valor de la prima de referencia pasaba a ser de 0 c€/kWh para todas las instalaciones acogidas al régimen especial.

5.3. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

A continuación, se muestra un conjunto de tablas y gráficas que señalan las diferentes etapas de puesta en marcha de la tecnología solar termoeléctrica y su retribución en el tiempo. Cabe recordar que esta implantación fue regulada completamente a partir de 2009 con la creación del Registro de Preasignación de Retribución.

EVOLUCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CENTRALES TERMOSOLARES



*Figura 49 – Evolución temporal de la potencia instalada de la tecnología solar termoeléctrica.
Fuente: IDAE, PER 2011-2020 [36] y Protermosolar, Centrales en España [42].*

	Potencia instalada (MW)	Potencia instalada total (MW)
2006	11	11
2007	0	11
2008	50	61
2009	221,4	282,4
2010	450	732,4
2011	420	1152,4
2012	802,5	1954,9
2013	350	2304,9
2014	0	2304,9

*Tabla 9 – Evolución temporal de la potencia instalada de la tecnología solar termoeléctrica.
Fuente: IDAE, PER 2011-2020 [36] y Protermosolar, Centrales en España [42].*

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA REGULADA Y DE LA PRIMA DE REFERENCIA

En la siguiente tabla se muestran los valores de los parámetros retributivos para las instalaciones del subgrupo b.1.2, es decir, de la tecnología solar termoeléctrica acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo:

Año	Plazo	Tarifa Regulada [c€/kWh]	Prima de Referencia [c€/kWh]	Límite Superior [c€/kWh]	Límite Inferior [c€/kWh]
25/05/2007	Primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038
	A partir de entonces	21,5498	20,3200		
01/01/2008	Primeros 25 años	27,8399	26,2509	35,5499	26,2548
	A partir de entonces	22,2717	21,0007		
01/01/2009	Primeros 25 años	28,7603	27,1188	36,7252	27,1228
	A partir de entonces	23,0080	21,6950		
01/01/2010	Primeros 25 años	28,4983	26,8717	36,3906	26,8757
	A partir de entonces	22,7984	21,4973		
01/01/2011	Primeros 25 años	29,0916	27,4312	37,1483	27,4353
	A partir de entonces	23,2731	21,9449		
01/01/2012	Primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
	A partir de entonces	23,9164	22,5515		
01/01/2013	Primeros 25 años	29,8873	0	No existe	No existe
	A partir de entonces	23,9097			

Tabla 10 – Valores de los parámetros retributivos anuales para las instalaciones de la tecnología solar termoeléctrica. Fuentes: Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

A partir de mediados de 2013, entra en vigor la nueva regulación, cambiando por completo el sistema retributivo.

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA REGULADA

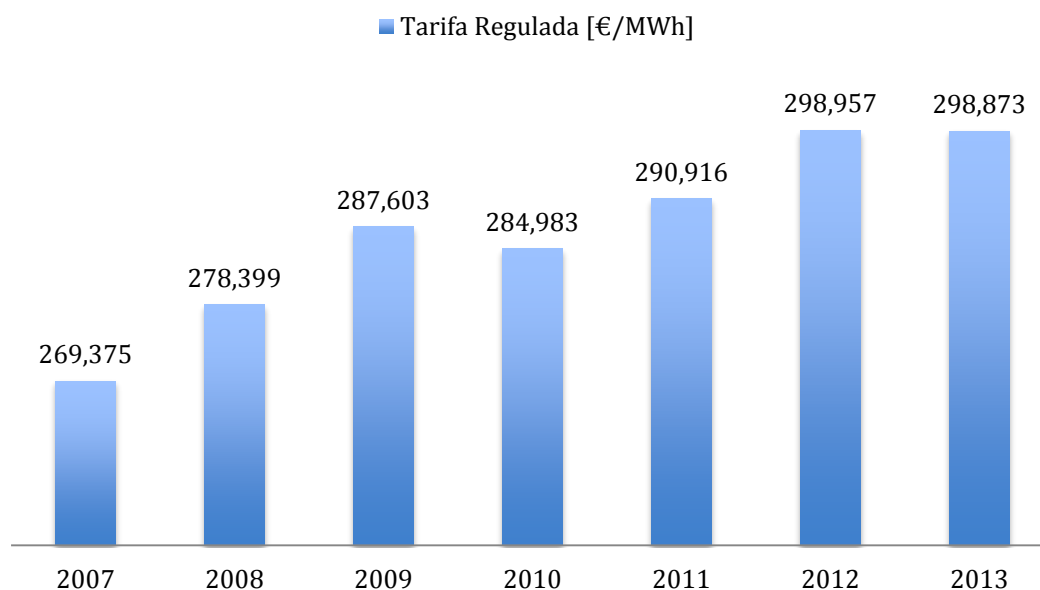


Figura 50 – Evolución del valor de la Tarifa Regulada en el tiempo para la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: elaboración propia [6], Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

EVOLUCIÓN DE LOS VALORES DE MERCADO MÁS PRIMA EN EL TIEMPO

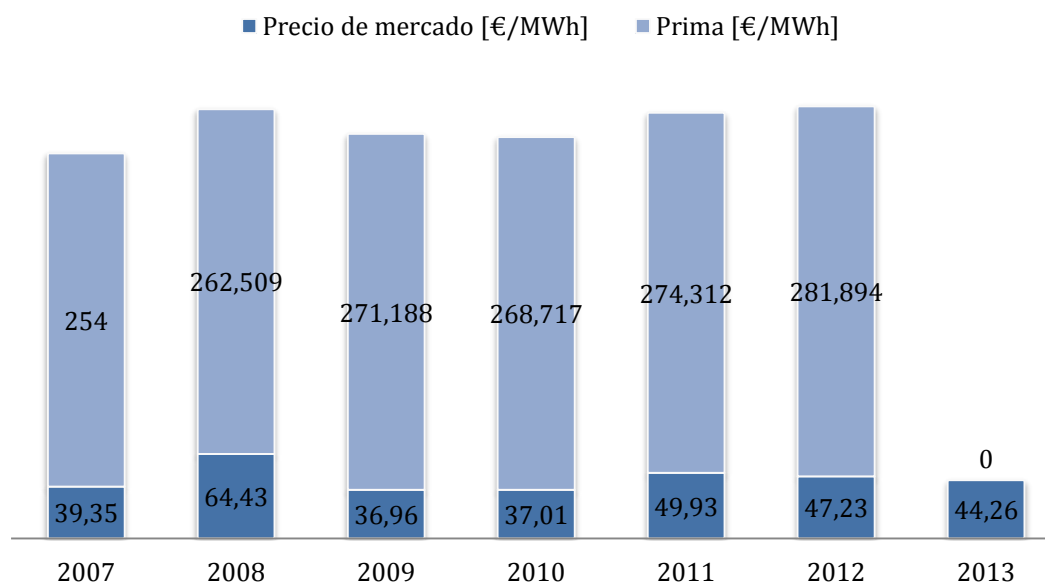


Figura 51 – Evolución del valor del precio de mercado más la prima correspondiente en el tiempo para la tecnología solar termoeléctrica. Fuente: elaboración propia [6], Real Decreto 661/2007 [65] y Órdenes ITC/3860/2007 [78], ITC/3801/2008 [79], ITC/3519/2009 [80], ITC 3353/2010 [81], IET 3586/2011 [82] e IET/221/2013 [83].

En las figuras 50 y 51, se observa durante el año 2013 la obligatoriedad de escoger la modalidad de Tarifa Regulada en lugar de la retribución por mercado más prima.

CAPÍTULO 6

LEGISLACIÓN VIGENTE ACTUAL REFERENTE A LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

6.1. NUEVO MARCO NORMATIVO

Dada la dispersión normativa existente por las diversas modificaciones de la legislación anterior y a la incapacidad de éstas para el control del déficit tarifario, era muy necesaria su unificación de forma que se corrigieran dichas ineficiencias²⁰.

La unificación normativa que se realiza mediante el *Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio*, la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre* y el *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*; tiene como objetivo ponerlas a término.

REAL DECRETO-LEY 9/2013

El *Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, introduce un nuevo régimen retributivo referente a las instalaciones que utilicen fuentes de energía procedentes de origen renovable, cogeneración y residuos. Además, establece nuevos impuestos, entre ellos a la producción de energía eléctrica. Estas novedades dejaban entrever cómo se financiarían en un futuro cercano las instalaciones en régimen especial.

²⁰ Desde el año 2004 hasta el 2012, los costes regulados del sistema se habían incrementado un 197%, mientras que el valor de la recaudación de los peajes de acceso sólo en un 122% [74].

Otro aspecto de relativa importancia del real decreto era la **supresión de la bonificación de la complementación de energía reactiva** a las centrales eléctricas, previsto en el artículo 29 del Real Decreto 661/2007.

LEY 24/2013

Las bases del Real Decreto-ley 9/2013 y del Real Decreto 413/2014, se recogen en la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Con esta ley se trata de unificar la normativa, solucionar el problema de déficit tarifario y solventar la situación de una regulación retributiva desigual entre las antiguas y nuevas centrales que produzcan energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. En otras palabras, busca la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Las novedades que introducía para eliminar de forma definitiva los desajustes entre costes e ingresos se basaba en que la deuda recaería en todos los sujetos del Sistema en proporción a sus derechos de cobro²¹.

Asimismo, elimina el régimen especial, que se dividía del régimen ordinario, estableciendo una retribución específica para los distintos tipos de instalación tipo, a fin de que todas las centrales puedan competir en condiciones de igualdad en el mercado de producción. De forma paralela, el régimen retributivo se rige por el principio de rentabilidad razonable para las instalaciones de carácter renovable, cogeneración y residuos.

Se determinaba un periodo regulatorio de seis años para adaptar la normativa a tenor de las circunstancias. Cada periodo regulatorio se divide en dos semiperiodos de tres años, con el fin de revisar y cambiar los parámetros retributivos de las instalaciones que así lo requieran. El periodo regulatorio está comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta el 31 de diciembre de 2019; de tal forma que su primer semiperiodo comprende desde tal fecha hasta el 31 de diciembre de 2016.

En resumen, la Ley 24/2013 asienta las bases de una reforma global del Sector Eléctrico y de su régimen retributivo, e intentaba solventar el problema del déficit a toda costa. Su régimen jurídico y económico se desarrolla en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que se verá en el siguiente apartado por su significativa importancia para este Trabajo de Fin de Grado.

²¹ Con esta normativa, los derechos de cobro no se podían ceder a terceros como ofrecía el Real Decreto 6/2009, mediante el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

6.2. RÉGIMEN JURÍDICO Y ECONÓMICO VIGENTE DE CONFORMIDAD AL REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO

6.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, materializa la unificación de la normativa vigente actual que empezó en 2013. En él se recogen los regímenes jurídico y económico con los que se determina el régimen retributivo presente y futuro de las instalaciones de origen renovable, cogeneración y residuos hasta mínimo el año 2019, fin del primer período regulatorio.

Se establece un nuevo registro, llamado Registro de Régimen Retributivo Específico, con la misma finalidad que los anteriores creados, como una herramienta para el otorgamiento del régimen retributivo específico y para el correcto seguimiento de las instalaciones antiguas y nuevas. Éste tiene dos estados:

- Estado de preasignación, donde se estudia la instalación y su régimen retributivo específico.
- Estado de explotación, cuando a la instalación se le reconoce el derecho a la retribución.

El nuevo régimen permitiría a las instalaciones de fuentes de origen renovable, cogeneración y residuos cubrir costes de operación imprescindibles para competir en el mercado en igualdad de condiciones y, a su vez, obtener una rentabilidad razonable. Los aspectos más importantes, entre otros, que inciden directamente sobre el régimen retributivo específico de una instalación tipo durante su vida útil regulatoria son:

- Ingresos estándar por venta de energía producida, estimando el precio del mercado de producción.
- Costes estándar de explotación.
- Valor estándar de la inversión inicial.

Como se verá más adelante, el régimen retributivo tiene una componente de mercado y otra de retribución específica. Asimismo, independientemente de la retribución que percibe una instalación, se establece un incentivo a la inversión cuando la instalación suponga una reducción considerable de los costes regulados en los sistemas extrapeninsulares.

En los siguientes apartados se revisarán en detalle dichos aspectos, así como el régimen retributivo referente a las instalaciones de la tecnología termosolar, representada al igual que en las normas anteriores por el subgrupo b.1.2.

6.2.2. INSTALACIÓN TIPO Y SUS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS

Una instalación tipo se define como una instalación estándar que se asigna a un conjunto de instalaciones que tienen en común determinadas características, por ejemplo, tecnología, potencia, año de autorización de explotación, etcétera.

A su vez, cada instalación podrá contener una o varias unidades retributivas diferentes, de tal manera que cada una se identificará bajo el Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación o, en siglas, CIL. En la figura 52 se muestra de forma gráfica:

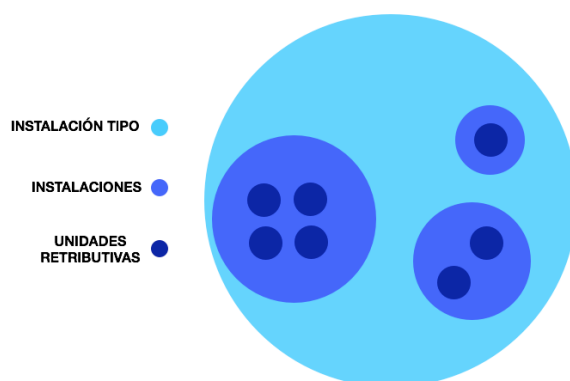


Figura 52 – Composición de una instalación a efectos retributivos.
Fuente: elaboración propia [6].

Para cada instalación tipo se aprueban unos parámetros que designan su régimen retributivo específico adecuado, éstos son:

- a) Retribución a la inversión (R_{inv}).
- b) Retribución a la operación (R_o).
- c) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (I_{inv}).
- d) Vida útil regulatoria.
- e) Número de horas de funcionamiento mínimo.
- f) Umbral de funcionamiento.
- g) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la Retribución a la operación.
- h) Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado.
- i) Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, se consideran también parámetros retributivos los que son necesarios para calcular los anteriores:

- Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- Estimación del precio de mercado diario e intradiario.
- Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción.
- Otros ingresos de explotación como ayudas públicas.
- Estimación del coste futuro de explotación.
- Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- Valor neto del activo.

Algunos de ellos, como el valor estándar de la inversión inicial o la vida útil de la tecnología serán parámetros que no se podrán modificar ni revisar una vez que hayan sido asignados. Dichos términos se explicarán a lo largo de los siguientes capítulos.

6.2.3. RÉGIMEN RETRIBUTIVO

El régimen retributivo se compone de una retribución de mercado y una retribución específica y sólo se otorga a aquellas instalaciones que estén inscritas en estado de explotación en el Registro de Régimen Retributivo Específico.

La retribución de mercado que se consigue de la venta de energía generada es independiente de la vida útil regulatoria, establecida en 25 años para las centrales termosolares y, por tanto, se recibe durante la totalidad de su vida. En cambio, la retribución específica, al igual que el incentivo, dependen estrechamente de la vida regulatoria de la instalación, de tal manera que cuando ésta finaliza, la retribución mediante estos mecanismos es nula.

La finalidad de otorgar una retribución adicional a la retribución de mercado, reside en que las instalaciones a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos puedan vender la electricidad generada en un marco de igualdad frente al resto de instalaciones.

El régimen retributivo específico se compone de una retribución a la operación, que cubre aquellos gastos de explotación, y una retribución a la inversión, que cubre los gastos de inversión que *una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado*. Por otro lado, si la instalación supone una reducción en los costes regulados de los sistemas no peninsulares, se otorgará un incentivo. De tal manera, tanto la retribución específica como el incentivo se percibirán únicamente durante la vida útil regulatoria de la instalación bajo el concepto de rentabilidad razonable.

En la figura 53 se muestra la dinámica del régimen de una forma visual:

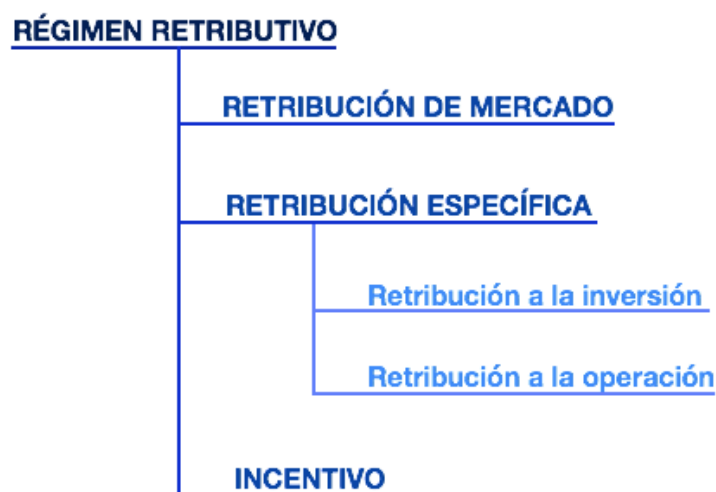


Figura 53 – Régimen Retributivo del Real Decreto 413/2014.
Fuente: elaboración propia [6].

RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA DESTINADA A INVERSIÓN

La retribución a la inversión permite compensar los costes de inversión que no vayan a ser recuperados mediante la venta de energía. Dicho valor toma las unidades de euro por unidad de potencia [€/MW] y se calcula de la siguiente forma para cada instalación tipo:

$$R_{inv,j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

Donde:

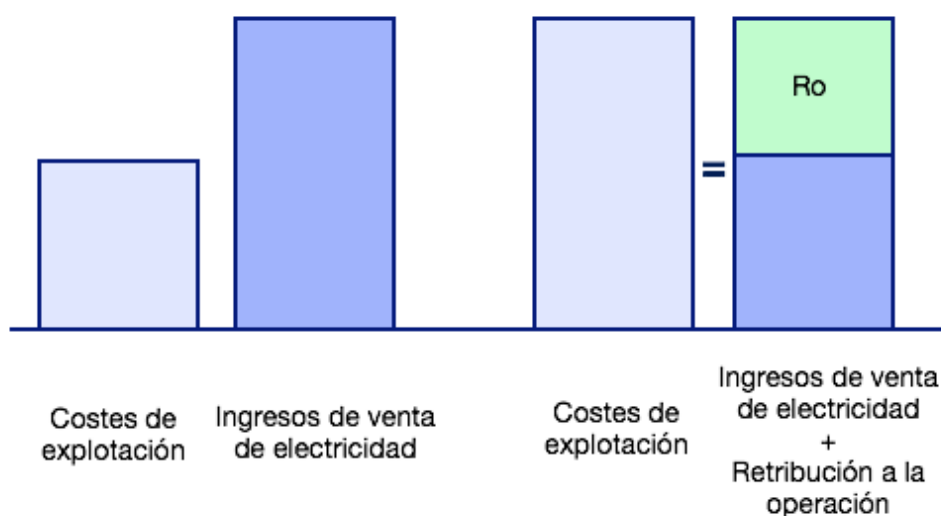
- $R_{inv,j,a}$: Retribución a la inversión anual por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo con autorización definitiva en el año “a”, cada año del semiperiodo “j”, expresada en €/MW.
- $C_{j,a}$: Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año «a» para el semiperiodo regulatorio «j» expresado en tanto por uno. El coeficiente de ajuste representa los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado.
- $VNA_{j,a}$: Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio «j» en el año «a», expresada en €/MW.
- t_j : Tasa de actualización que se corresponde con el valor de la rentabilidad razonable establecida para el semiperiodo regulatorio «j», expresada en tanto por uno.
- VR_j : Vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperiodo regulatorio «j» a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria.

Se deduce de la ecuación que la retribución a la inversión de la instalación tipo es directamente proporcional tanto al Coeficiente de ajuste como al Valor Neto del Activo, valores que varían en función de los costes de inversión que no se vayan a recuperar durante la vida útil y que lo hacen en función de la tasa de actualización o, en otras palabras, rentabilidad razonable de la instalación tipo.

RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA DESTINADA A OPERACIÓN

La retribución a la operación, en siglas Ro, tiene como objetivo garantizar que las instalaciones a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos vendan la electricidad en el mercado de producción en condiciones de igualdad con respecto a las demás tecnologías en etapa de madurez tecnológica.

Esta retribución realiza su cometido otorgando un valor que varía en función de los costes de operación y los ingresos de venta en el mercado eléctrico, de tal manera que cubre su diferencia en caso de que los costes de operación sean mayores. Se muestra un ejemplo en la siguiente figura:



*Figura 54 – Ejemplo práctico del otorgamiento de la retribución a la operación.
Fuente: elaboración propia [6].*

Como se observa en la figura 54, la retribución a la operación únicamente se concede para igualar los ingresos de venta a los costes de explotación. En consecuencia, en el ejemplo de la izquierda, la retribución a la operación es nula.

RETRIBUCIÓN DE MERCADO

La retribución de mercado percibida variará en función del precio de mercado y de los límites preestablecidos a lo largo de la vida útil de la instalación. Para ello, se toma el precio de mercado para cada etapa del semiperiodo regulatorio.

Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de los límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, con el nombre de valor de ajuste cuya finalidad reside en nivelar dicho saldo a lo largo de la vida útil de la instalación tipo. En la tabla 11 siguiente se muestran los límites existentes:

Límite Superior 2 (LS2)	LS2 > LS1
Límite Superior 1 (LS1)	
Límite Inferior 1 (LI1)	LI1 > LI2
Límite Inferior 2 (LI2)	

*Tabla 11 – Límites superiores e inferiores del mercado de producción.
Fuente: Real Decreto 413/2014 [77].*

Al establecerse cuatro límites, según muestra la tabla anterior entre los que puede posicionarse el precio de mercado, se obtienen cinco casos de estudio donde el valor de ajuste se calcula para el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”, figura 55:

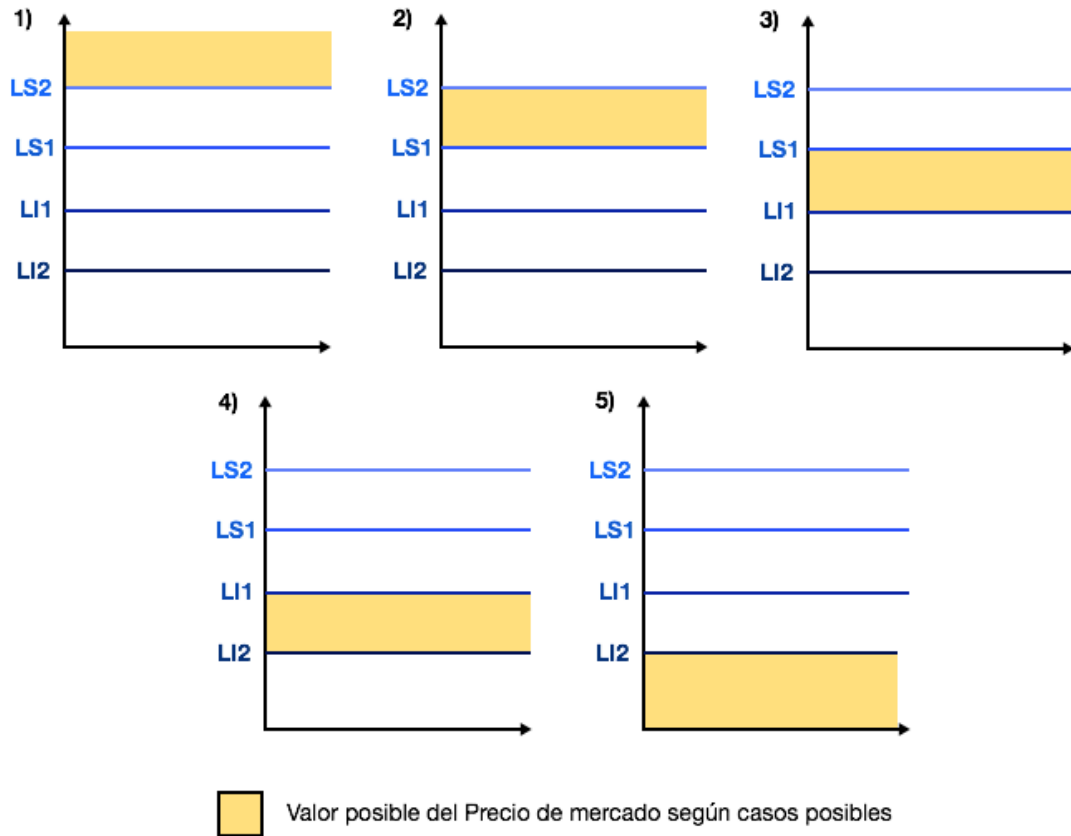


Figura 55 – Casos posibles entre los que se sitúa el precio de mercado.
Fuente: Real Decreto 413/2014 [77] y elaboración propia [6].

Caso 1:

Cuando el precio de venta del mercado es superior a LS2,

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + N_{h_{i,j}} \cdot (LS2_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

Caso 2:

Cuando el precio de venta del mercado está entre LS2 y LS1,

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

Caso 3:

Cuando el precio de venta del mercado está entre LS1 y LI1,

$$Vajdm_{i,j} = 0$$

Caso 4:

Cuando el precio de venta del mercado está entre LI1 y LI2,

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

Caso 5:

Cuando el precio de venta del mercado es inferior a LI2,

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + N_{h_{i,j}} \cdot (LI2_{i,j} - P_{m_{i,j}})$$

Donde,

- $Vajdm_{i,j}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año “i” del semiperiodo “j”, expresado en €/MW.
- $Nh_{i,j}$: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo, presente en los parámetros retributivos de cada instalación tipo.
- $Pm_{i,j}$: Precio medio anual del mercado diario e intradiario del año “i” del semiperiodo “j” en €/MWh.
- $LS2_{i,j}$: Segundo Límite Superior del año “i” del semiperiodo “j”.
- $LS1_{i,j}$: Primer Límite Superior del año “i” del semiperiodo “j”.
- $LI1_{i,j}$: Primer Límite Inferior del año “i” del semiperiodo “j”.
- $LI2_{i,j}$: Segundo Límite Inferior del año “i” del semiperiodo “j”.

INCENTIVO A LA INVERSIÓN

El incentivo a la inversión se concede a las instalaciones ubicadas en sistemas no peninsulares que contribuyan, significativamente, a la reducción de costes regulados de ese sistema eléctrico aislado. Para saber si la instalación satisface la reducción de costes se utiliza la siguiente ecuación:

$$\left[\frac{Cvg_j}{Egbc_j} - \left(\frac{Rinv_j}{Nh_j} + Ro_j + Pm_j \right) \right] \geq A_j \cdot \frac{Cvg_j}{Egbc_j}$$

Donde, para el semiperiodo regulatorio “j”,

- Cvg_j : Coste variable de generación anual [€] que se calcula como la suma de la retribución por costes variables de generación de las centrales del sistema aislado.
- $Egbc_j$: Energía generada medida en barras de central correspondiente en MWh.
- $Rinv_j$: Retribución a la inversión prevista para la instalación tipo, expresada en €/MW.
- Nh_j : Número de horas de funcionamiento medio de la instalación tipo.
- Ro_j : Retribución a la operación media prevista para la instalación tipo en €/MWh.
- A_j : Coeficiente que determina el umbral para la percepción del incentivo a la inversión en tanto por uno.
- Pm_j : Precio medio estimado del mercado en €/MWh.

En caso de que la condición de otorgamiento del incentivo a la inversión a dicha instalación tipo fuera favorable, se calcularía de la siguiente forma:

$$I_{invj} = \left[\frac{Cvg_j}{Egbc_j} - \left(\frac{R_{invj}}{Nh_j} + Ro_j + Pm_j \right) \right] \cdot B_j$$

Donde, para el semiperiodo regulatorio “j”,

- I_{invj} : Incentivo a la inversión expresado en €/MWh.
- B_j : Coeficiente del incentivo aplicable que toma un valor en tanto por uno.

La percepción del incentivo se realizará durante la vida útil regulatoria de la instalación y su valor se revisará en cada semiperiodo regulatorio “j”, tal y como muestran las ecuaciones. En caso de que su valor sea negativo se tomará como valor cero.

Pese a ello, no existen plantas solares termoeléctricas en la actualidad en los sistemas no peninsulares, estando todas las centrales de esta tecnología instaladas en la península. El motivo de esto es que las centrales termosolares no cumplen las condiciones necesarias como para ser susceptibles de entrar en estos sistemas aislados suponiendo, al mismo tiempo, una reducción de los costes regulados para dichos sistemas.

RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA SEGÚN CONDICIONES HORARIAS

La retribución total estará siempre condicionada por el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo. El número de horas equivalentes de una instalación se define como el cociente entre la energía vendida en el mercado de producción, en kWh, y la potencia instalada de la instalación de estudio, en kW.

Se definen unas horas máximas, unas mínimas y un umbral de funcionamiento para cada instalación tipo, de tal manera que, si la instalación no supera las horas mínimas de funcionamiento se le multiplicará un coeficiente reductor “d” a toda la retribución específica:

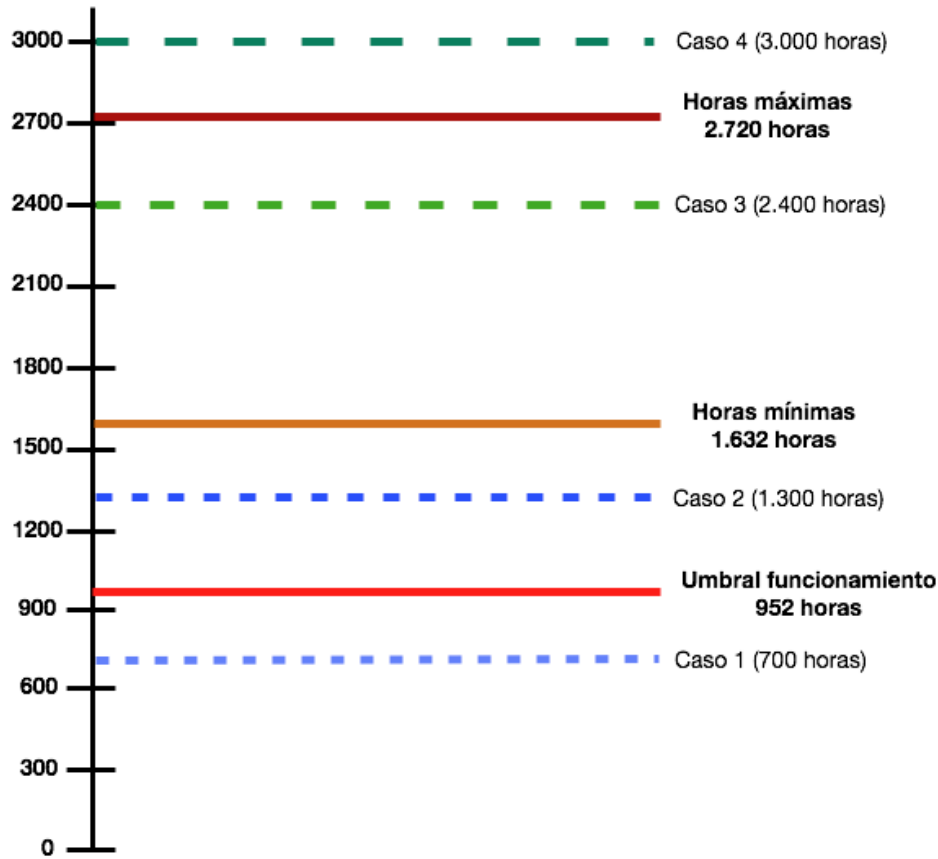
$$d = \frac{Nh_{inst} - Uf}{Nh_{min} - Uf}$$

Donde,

- Nh_{inst} : Número de horas equivalentes de funcionamiento al año de la instalación de estudio.
- Nh_{min} : Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año.
- Uf : Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año.

En la figura 56 se toma como ejemplo cualquier instalación tipo perteneciente a la tecnología termosolar de canales cilindro parabólicos con almacenamiento térmico de entre 5 y 8 horas:

- Horas equivalentes de funcionamiento máximo para la percepción de Ro al año: 2.720
- Horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual: 1.632
- Umbral de funcionamiento en horas anual: 952



*Figura 56 – Variación de retribución específica según condiciones.
Fuente: Orden IET/1045/2014 [84] y elaboración propia [6].*

Caso 1, número de horas equivalentes por la instalación igual a 700 horas. La ecuación siguiente muestra como la retribución específica que percibe la instalación es nula para todo el año:

$$\text{Retribución total} = \text{Rmerc}(700h) ; \text{Rinv} + \text{Ro} = 0$$

Caso 2, número de horas equivalentes por la instalación igual a 1.300 horas. Se observa como se incorpora el coeficiente reductor “d”:

$$\text{Retribución total} = \text{Rmerc}(1.300h) + [\text{Rinv} + \text{Ro}(1.300h)] \cdot d$$

Caso 3, número de horas equivalentes por la instalación igual a 2.400 horas:

$$\text{Retribución total} = \text{Rmerc}(2.400h) + \text{Rinv} + \text{Ro}(2.400h)$$

Caso 4, número de horas equivalentes por la instalación igual a 3.000 horas. Como observar en la siguiente ecuación, la retribución de la operación se percibe únicamente por el número de horas equivalentes de funcionamiento máximo para la instalación tipo:

$$\text{Retribución total} = R_{\text{mer}}(3.000\text{h}) + R_{\text{inv}} + R_{\text{o}}(2.720\text{h})$$

Donde,

- $R_{\text{mer}}(X)$: Retribución de mercado percibida por la venta de energía eléctrica de X horas de funcionamiento expresado en €.
- R_{inv} : Retribución de inversión de la instalación en €.
- $R_{\text{o}}(X)$: Retribución de operación de X horas de funcionamiento de la instalación.

6.2.4. HIBRIDACIÓN DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

Como se ha comentado en capítulos anteriores, las centrales termosolares admiten hibridaciones representadas en la normativa con el nombre de Hibridaciones tipo 2, la cual se define como aquella instalación del subgrupo b.1.2 (tecnología termosolar) que incorpore adicionalmente uno o más de los combustibles principales indicados en los grupos b.6, b.7 y b.8, que utilizan principalmente combustibles de biomasa, biogás o biolíquidos.

Las centrales termosolares con hibridación deberán especificar el tipo de combustible utilizado en el Registro de Régimen Retributivo Específico, así como cualquier cambio posterior en los porcentajes del combustible de la instalación.

La retribución específica para las instalaciones híbridas se compone, al igual que las de fuentes renovables, de una retribución a la inversión y una retribución a la operación; pero esta última cambia su forma de cálculo puesto que hay que contar con el combustible utilizado. Se muestra en la siguiente ecuación:

$$\text{Ing}_{\text{Ro}} = \sum_1^i [R_{\text{o}_i} \cdot E_{\text{bi}} + R_{\text{o}_s} \cdot E_{\text{rs}}]$$

Donde,

- Ing_{Ro} : ingresos procedentes de la retribución a la operación que le correspondan a una instalación híbrida tipo 2.
- R_{o_i} : retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente del combustible “i” de los grupos b.6, b.7 y b.8.
- E_{bi} : energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir de la utilización del combustible “i” de los grupos b.6, b.7 y b.8.
- R_{o_s} : retribución a la operación de la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.1.2.
- E_{rs} : energía eléctrica vendida en el mercado de producción que ha sido generada a partir del recurso solar.

Los valores E_{bi} y E_{rs} se calcularán conforme a la *Orden Ministerial IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología de cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoeléctricas*.

El valor de la energía eléctrica imputable al combustible de hibridación se calcula de la siguiente manera:

$$E_{bi} = \eta_b \cdot C_i$$

$$E_b = \sum_1^n E_{bi}$$

Siendo,

- E_b : energía eléctrica imputable a los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8.
- η_b : rendimiento estimado, en tanto por uno, para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles de hibridación de los grupos b.6, b.7 y b.8. Tomará un valor de 0,2618.
- C_i : energía primaria procedente del combustible de hibridación “i” de los grupos b.6, b.7 y b.8 calculada a partir del poder calorífico inferior (PCI) expresada en MWh.

Para las instalaciones termosolares híbridas el valor de la energía eléctrica generada a partir del recurso solar se calcula de la siguiente forma:

$$E_{rs} = E - E_b - E_c$$

Donde,

- E_c : energía eléctrica imputable a los combustibles de apoyo.
- E : energía eléctrica generada medida en barras de la central.

Análogamente, para instalaciones **no** híbridas se elimina de la ecuación la energía vendida imputable al combustible principal, de forma que sólo queda el combustible de apoyo, que está regulado para las instalaciones termosolares por el Real Decreto 413/2014 en un 10% de la producción total de electricidad en cómputo anual; algo menor que el valor que permitía el Real Decreto 661/2007, de 12% para instalaciones acogidas a la modalidad de tarifa regulada y de 15% si vendían su producción de electricidad en el mercado.

$$E_{rs} = E - E_c$$

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

El Real Decreto 413/2014 junto a la Ley 24/2013 establecían una metodología de cálculo, aportando las bases y reglas necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español, específicamente en materia de fuentes de energía a partir de fuentes de origen renovable, cogeneración y residuos.

A fin de ajustar y desarrollar mejor el presupuesto disponible para cada instalación, se publica la Orden Ministerial IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

7.1. ESTUDIO DE LA ORDEN IET/1045/2014

La Orden Ministerial tiene como objeto el establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, fijando equivalencias y distinciones entre instalaciones dependiendo de sus características y completando así, los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones.

Los valores mostrados han sido calculados mediante las pautas que dictan los reales decretos vigentes, unidas a algunas hipótesis de cálculo y otros valores propios de la tecnología termosolar. Debido a dichas hipótesis, la duración en el tiempo es de tres años y cubre exactamente el primer semiperiodo regulatorio. Posteriormente se analizarán de nuevo aquellos datos sensibles que puedan intervenir en el ajuste de retribución.

REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

A continuación se enuncian y definen aquellas previsiones o hipótesis de cálculo, presentes en el ANEXO III de la orden, además de los parámetros definidos para la tecnología termosolar:

a. Evolución anual del precio de mercado:

En la tabla 12 se muestra la previsión del precio de mercado y de los límites superiores e inferiores futuros, publicados en la Orden Ministerial IET/1045/2014:

	2014	2015	2016
Precio mercado estimado [€/MWh]	48,21	49,52	49,75
LS2 [€/MWh]	56,21	57,52	57,75
LS1 [€/MWh]	52,21	53,52	53,75
LI1 [€/MWh]	44,21	45,52	45,75
LI2 [€/MWh]	40,21	41,52	41,75

*Tabla 12 – Previsión de los valores del precio de mercado y límites superiores e inferiores anuales.
Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].*

Para el periodo comprendido entre el 14 de julio y el 31 de diciembre de 2013, debido a la entrada del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el precio de mercado estimado medio tiene el valor de 51,29 [€/MWh].

La definición de precio de mercado estimado es el valor del precio de mercado sin aplicarle el coeficiente de apuntamiento para cada tecnología.

b. Coeficiente de apuntamiento:

Los precios de la tabla anterior se corrigen posteriormente con un coeficiente de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología. En concreto, para la tecnología solar termoelectrica es de 1,0207 y los precios de mercado aplicables a ella se recogen en la tabla siguiente:

Años	Precio aplicable a tecnología termosolar [€/MWh]
2013	52,35
2014	49,21
2015	50,55
2016	50,78

*Tabla 13 – Previsión de precios aplicables a la tecnología termosolar.
Fuente: elaboración propia [6].*

c. Valor de la rentabilidad razonable:

La rentabilidad razonable de un proyecto se define como el rendimiento medio de las Obligaciones de Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio. Dicho valor porcentual, sumado a los 300 puntos básicos del Estado, es de 7,398. La rentabilidad razonable se calcula para cada instalación antes de impuestos.

d. Evolución de costes de explotación:

Respecto al valor considerado para cada instalación tipo en 2014, como se muestra en la figura 62, se considera un incremento anual del 1% hasta el final de su vida útil regulatoria.

Dicho incremento no se tendrá en cuenta en aquellas instalaciones cuya evolución está ya regulada, tales como el coste del peaje de acceso establecido en un valor fijo de 0,5 €/MWh, determinado por el *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico* y el *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*. Asimismo, hay que considerar el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, en siglas IVPEE, que establece la *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, con un valor fijo del 7% proporcional a la facturación.

e. Horas equivalentes de funcionamiento:

A partir del año 2014, se considera la valoración de que todas las centrales termosolares sufren una pérdida de rendimiento, y por tanto de producción, que se ve afectado en las horas equivalentes de funcionamiento. Esto se traduce en una pérdida anual del 0,20% que se empieza a aplicar en 2015.

TABLAS QUE PROPORCIONA LA ORDEN IET/1045/2014

A fin de prever y complementar la metodología de cálculo de las instalaciones de producción, la Orden proporciona las siguientes figuras referentes a la tecnología solar termoeléctrica:

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2009	IT-00601
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2010	IT-00602
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2011	IT-00603
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2012	IT-00604
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CCP	2013	IT-00605
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2008	IT-00606
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2009	IT-00607
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2010	IT-00608
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8	2011	IT-00609
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8	2012	IT-00610
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>5hs8h	2013	IT-00611
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>8h	2012	IT-00619
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	CPA>8h	2013	IT-00620
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	TOV	2006	IT-00612
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	TOV	2009	IT-00613
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	TOA	2011	IT-00614
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	TOA	2015	IT-00615
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	FRE	2009	IT-00616
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	FRE	2012	IT-00617
b.1	b.1.2	-	-	b.1	b.1.2	-	-	HIB	2012	IT-00618

Figura 57 – Tabla de centrales termosolares divididas en diferentes instalaciones tipo.

Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

En la figura 57, se recogen las 20 instalaciones tipo pertenecientes al grupo b.1.2, tecnología solar termoeléctrica. Cada una tiene un año de explotación definitiva único, un tipo de tecnología termosolar y unas horas de almacenamiento térmico diferente y se listan desde la Instalación Tipo (IT) 00601 hasta la Instalación Tipo 00620. Es decir, que en estas 20 instalaciones tipo se encuentran distribuidas las 50 existentes instaladas en España (figura 58).

REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

Propietario	Nombre	Población	Provincia	Estado	Tecnología	Potencia (MW)	Almacenamiento (horas a carga nominal)	Fase pre registro	Superficie de terreno ocupada (ha.)
Abengoa Solar	PS10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	Torre con Vapor Saturado	10	1	n/a	85
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-1	Aláiz	Granada	Conectada	CCP	50	7,5	n/a	200
Abengoa Solar	PS20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	Torre con Vapor Saturado	20	1	n/a	90
Novatec	Puerto Errado I	Calagorria	Murcia	Conectada	Fresnel	1,4	0,5	1	1
Bardulia Energía Solar de Puertollano	Ibersol Puertollano	Puertollano	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	n/a	n/a	130
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-2	Aláiz y La Calahorra	Granada	Conectada	CCP	50	7,5	1	200
Acciona/Mitsubishi Corp.	Extresol-1	Alvarado	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	1	130
COBRA	Extresol-2	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	2	200
Abengoa Solar	Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	1	115
Abengoa Solar	Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	1	115
Renovables SAMCA, S.A.	La Florida	Badajoz	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	1	220
Abengoa Solar	La Rica	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50	7,5	1	115
Acciona/Mitsubishi Corp.	Majadas	Cáceres	Cáceres	Conectada	CCP	50	n/a	1	110
Renovables SAMCA, S.A.	La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	1	220
Acciona/Mitsubishi Corp.	Gemasol	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50	n/a	1	135
COBRA	Manchasol-1	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	7,5	2	200
COBRA	Manchasol-2	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	7,5	3	200
Torresol	Gemasol	Fuente de Andalucía	Sevilla	Conectada	Torre con sales	50	15	2	195
Acciona/Mitsubishi Corp.	Palma del Río I	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50	n/a	1	135
Valores/Siemens	Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	2	188
S. Millennium/Torresol/RWE/Rhein E./SWM	Andasol 3	Aláiz y La Calahorra	Granada	Conectada	CCP	50	7,5	1	220
Abengoa Solar/EON	Holienenergy 1	Écija	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	2	180
Eleonor/Eiser/Artes	Astesoil II	Badajoz	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	3	190
Torresol	ArcoSol-50	San José del Valle	Cádiz	Conectada	CCP	50	7,5	3	180
Torresol	Termosol-50	San José del Valle	Cádiz	Conectada	CCP	50	7,5	3	180
Abengoa Solar/EON	Holienenergy 2	Écija	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	2	180
Eleonor/Eiser/Artes	Aste 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	8	2	180
Eleonor/Eiser/Artes	Aste 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	8	2	180
Novatec, EBL, IWB, DWZ, EKE y IWB.	Puerto Errado II	Calagorria	Murcia	Conectada	Fresnel	30	0,5	2	50
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solcor 1	El Carpio	Córdoba	Conectada	CCP	50	n/a	2	115
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solcor 2	El Carpio	Córdoba	Conectada	CCP	50	n/a	2	180
Abengoa Solar	Hellio 1	Puerto Lapice	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	n/a	1	180
Iberpica	Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	Conectada	CCP	50	n/a	1	181
Abengoa Solar/ITTOCHU	Solaben 3	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50	n/a	3	180
FCC/Mitral	Guadán	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50	n/a	3	200
Grupo GTH - Grupo TSK - Magtel	La Africana	Poniente	Córdoba	Conectada	CCP	50	7,5	3	230
Iberpica	Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	Conectada	CCP	50	n/a	3	198
Abengoa Solar	Hellio 2	Puerto Lapice	Ciudad Real	Conectada	CCP	50	n/a	2	180
Acciona	Orellana	Orellana	Badajoz	Conectada	CCP	50	n/a	1	130
COBRA	Extresol-3	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	Conectada	CCP	50	7,5	3	200
Abengoa Solar/ITTOCHU	Solaben 2	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50	n/a	3	115
Abantia /Comis EMTE	Termosol Borges	Borges Blanques	Lleida	Conectada	CCP + Hibridación con Biomasa	22,5	n/a	3	70
Abengoa Solar	Solaben 1	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50	n/a	4	180
Reinter-FPL	Termosol 1	Navalvillar de Pela	Badajoz	Conectada	CCP	50	9	4	205
COBRA	Casablanca	Casablanca	Cáceres	Conectada	CCP	50	7,5	4	200
FCC	Enenstar	Villena	Alicante	Conectada	CCP	50	n/a	4	214
Reinter-FPL	Termosol 2	Navalvillar de Pela	Badajoz	Conectada	CCP	50	9	4	212
Abengoa Solar	Solaben 6	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50	n/a	4	115
RREEF/Solar Millennium/OHL	Areales	Morón de la Frontera	Sevilla	Conectada	CCP	50	7	4	220
SUB TOTAL						2.304			8.209
SUB TOTAL						50			
SUB TOTAL						1			
TOTAL						50	2.303,9		8.209

Figura 58 – Centrales termosolares instaladas en España.
Fuente: Protermosolar, Centrales termosolares en España [42].

Tras haber realizado un estudio con las hipótesis de cálculo, en la Orden se determina una previsión de retribución para cada instalación tipo. En la figura 59, se indican los parámetros relacionados con la retribución que se debería haber otorgado a partir del 14 de julio de 2013 hasta la finalización de ese año:

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (**) (h)
IT-00605	25	190.610	39,365	-	-	-
IT-00606	25	284.077	38,692	1.274	326	190
IT-00607	25	246.575	36,530	1.274	326	190
IT-00608	25	249.636	36,818	1.274	326	190
IT-00609	25	261.271	36,742	1.274	326	190
IT-00610	25	256.125	37,022	1.274	326	190
IT-00611	25	257.586	37,107	-	-	-
IT-00612	25	259.647	60,436	876	224	131
IT-00613	25	192.402	54,639	876	224	131
IT-00614	25	559.213	72,808	2.139	548	320
IT-00616	25	213.128	46,026	703	180	105
IT-00617	25	148.342	40,432	703	180	105
IT-00618	25	260.956	(*2)	2.041	523	305
IT-00619	25	275.085	27,991	1.434	367	214
IT-00620	25	268.803	27,684	-	-	-

Figura 59 – Tabla correspondiente a la segunda mitad del año 2013.
Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

De forma análoga, en las siguientes figuras se encuentran los parámetros retributivos para los años 2014 – 2016:

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MWh)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00567	30	0,9440	121.973	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00568	30	0,9217	107.962	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00569	30	0,9336	132.919	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00570	30	0,9354	138.451	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00571	30	0,8447	115.815	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00572	30	0,9675	124.139	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00573	30	0,9450	121.253	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00574	30	0,9165	101.990	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00575	30	0,9296	126.153	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00576	30	0,9315	131.387	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00577	30	1,0000	348.578	13,240	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00578	30	1,0000	371.005	13.732	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00601	25	1,0000	451.128	41,314	2.040	1.224	714	10%	20%	30%
IT-00602	25	1,0000	417.007	40,055	2.040	1.224	714	10%	20%	30%
IT-00603	25	1,0000	404.929	39,493	2.040	1.224	714	10%	20%	30%
IT-00604	25	1,0000	410.391	39,694	2.040	1.224	714	10%	20%	30%
IT-00605	25	1,0000	406.858	39,564	2.040	1.224	714	10%	20%	30%
IT-00606	25	1,0000	606.363	39,507	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00607	25	1,0000	526.314	37,292	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00608	25	1,0000	532.849	37,472	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00609	25	1,0000	557.683	38,003	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00610	25	1,0000	546.700	37,699	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00611	25	1,0000	549.818	37,785	2.720	1.632	952	10%	20%	30%
IT-00612	25	1,0000	554.217	60,431	1.870	1.122	655	10%	20%	30%
IT-00613	25	1,0000	410.683	54,654	1.870	1.122	655	10%	20%	30%

Figura 60 – Tabla correspondiente a los años 2014-2016.

Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

Código de identificación	Retribución a la Operación Ro (€/MWh)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh)
	2015	2016
IT-00606	38,927	39,568
IT-00607	36,707	37,344
IT-00608	36,888	37,526
IT-00609	37,418	38,055
IT-00610	37,113	37,750
IT-00611	37,200	37,836
IT-00612	59,989	60,821
IT-00613	54,201	55,020
IT-00614	76,329	77,398
IT-00615	239,610	239,610
IT-00616	45,275	45,918
IT-00617	38,239	38,867
IT-00618	(*2)	(*2)
IT-00619	29,412	29,964
IT-00620	29,081	29,633

Figura 61 – Tabla correspondiente a la Retribución a la Operación de los años 2015 y 2016.

Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

Por último, se presentan también para cada Instalación Tipo (IT) un resumen anual, señalando el valor estándar de la inversión inicial por unidad de potencia, los costes de explotación y los ingresos de venta de electricidad que justifica los valores de las anteriores tablas:

Código de identificación:

IT-00610

Caracterización de la Instalación Tipo

Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):

6.184,027

Vida Útil Regulatoria (años):

25

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE	Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE		Histórico h netas	Futuro h netas	
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	85,07	89,37	296,54	-	-	1.552	1.274	-
2014	-	-	86,91	-	49,21	-	-	2.720	-
2015	-	-	87,66	-	50,55	-	-	2.715	-
2016	-	-	88,53	-	50,78	-	-	2.709	-
2017	-	-	89,38	-	53,08	-	-	2.704	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Figura 62 – Caso personalizado para cada instalación tipo.
Fuente: Orden IET/1045/2014 [84].

Al contrario de lo que ocurre con instalaciones eólicas o hidráulicas que no reciben retribución a la operación por su alta eficiencia, la tecnología termosolar, al tener una madurez tecnológica baja y unos costes de inversión y explotación elevados, **debe recibir una retribución específica** para poder alcanzar el principio de rentabilidad razonable de acuerdo a la normativa.

Además de los ingresos de mercado, la tecnología termosolar recibe retribución a la operación por el reconocimiento implícito del impuesto del 7% aplicado *ad valorem* sobre los ingresos por venta de energía. Por eso, todas las instalaciones termosolares están recibiendo actualmente tanto la retribución a la inversión como la retribución a la operación.

Otras fuentes y entidades de relevancia, han estimado la repercusión del nuevo régimen retributivo previamente. En la figura 63 se muestra una tabla del informe comparativo publicado por la CNMC que tiene como objeto el análisis de estos parámetros retributivos para su posterior comparación:

Tecnología	Retribución inversión (Mill. €)	Retribución operación total (Mill.€)	Escenario A Retribución anterior. 2014 (Mill. €)	Escenario B Nueva retribución 2014 (Mill. €)	Diferencia (Mill. €)	Diferencia porcentual
COGENERACIÓN	64	1.449	1.689	1.513	-176	-10,41%
SOLAR FV	2.302	143	2.818	2.445	-373	-13,23%
SOLAR TE	1.073	179	1.438	1.252	-186	-12,92%
EOLICA	1.194	0	1.802	1.194	-608	-33,72%
HIDRAULICA	12	0	162	12	-150	-92,60%
BIOMASA	137	157	281	294	13	4,77%
RESIDUOS	48	3	81	51	-30	-37,40%
TRATAM. RESIDUOS	3	250	414	253	-161	-38,94%
TOTAL	4.833	2.181	8.685	7.014	-1.671	-19,24%

Figura 63 – Comparación del nuevo régimen jurídico y económico.
Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].

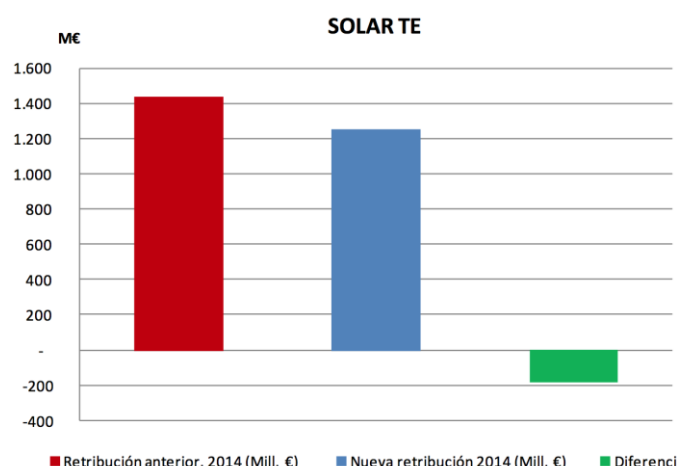


Figura 64 – Análisis comparativo general entre la estimación con el nuevo régimen retributivo y el anterior para el año 2014. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].

Como se muestra en las figuras 63 y 64, el valor de la diferencia porcentual es del 13% que, traducido a divisa monetaria, conforma una diferencia de aproximadamente 200 millones de euros con respecto al nuevo régimen económico.

Asimismo, el informe destaca análisis detallados sobre las comparaciones de las retribuciones otorgadas a las distintas instalaciones tipo²² de la tecnología termosolar, figura 65:

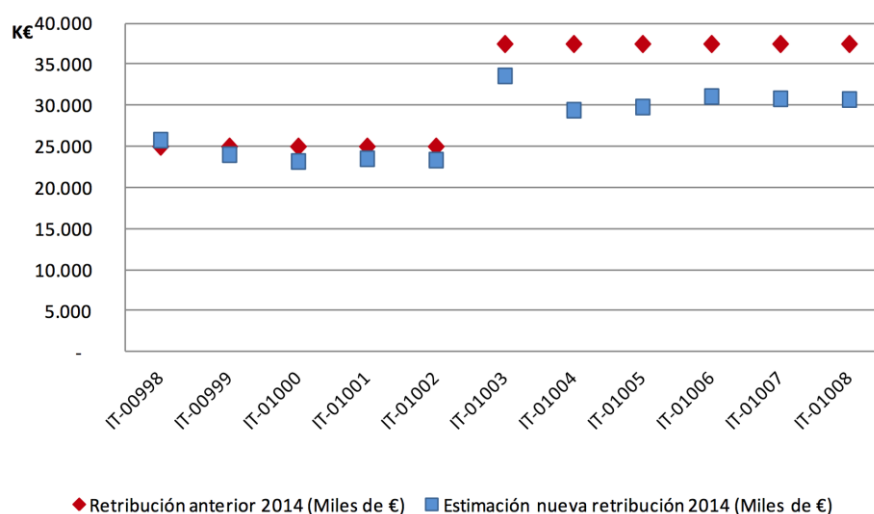


Figura 65 – Análisis comparativo particular entre la estimación con el nuevo régimen retributivo y el anterior para el año 2014. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe [86].

En resumen, el nuevo sistema retributivo ha supuesto una disminución para el Estado de casi 1.700 millones de euros en materia de tecnologías de generación a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Este impacto ha sido decisivo para ayudar a la contención del déficit tarifario, pero de la misma manera, también ha sido determinante para la construcción, puesto que se han dejado de realizar nuevas instalaciones en España.

²² Las instalaciones tipo no coinciden con las instalaciones tipo descritas en la Orden Ministerial ya que el informe de la CNMC fue anterior a la emisión de la Orden IET/1045/2014.

7.2. COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES CON DIFERENTES CASOS DE ESTUDIO DE TECNOLOGÍA DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

En este apartado se observarán en varios casos prácticos el impacto que ha tenido el nuevo cambio normativo de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, con respecto al anterior.

El objeto de este análisis es la comprobación de la retribución otorgada desde un punto de vista administrativo más que desde un punto de vista lucrativo por parte de la persona o entidad que está detrás de la instalación. Por este motivo, no se han tenido en cuenta ni los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, ni el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica. Estos parámetros se consideran costes de explotación, tal y como se indica en la Orden Ministerial IET/1045/2014.

Se comparan tres casos de estudio, cuyas instalaciones tendrán unos parámetros en común de acuerdo a un caso base, donde la única variable será el año de puesta en marcha de la instalación:

CASO BASE

- Ubicación: constante.
- Tecnología: central solar termoeléctrica de Colectores Cilindro Parabólicos.
- Potencia: 50 MW.
- Almacenamiento térmico: entre 5 y 8 horas.
- Retribución percibida: siempre la máxima.
- Retribución por complemento a la reactiva: siempre la máxima.

- Horas equivalentes de funcionamiento con la normativa anterior:
 - Horas de funcionamiento: 3950 horas al año.

- Horas equivalentes de funcionamiento con la nueva normativa:
 - Horas de funcionamiento: 2720 horas al año.
 - Pérdida de rendimiento de 0,20% anual a partir de 2015.

Para todos los casos, se optará por la **máxima retribución**, tanto de la que hayan podido percibir del complemento de reactiva, como de la retribución que reciban por la venta de energía. De tal forma que todas las centrales termosolares estarán acogidas a la modalidad de prima de referencia más el precio de mercado excepto en los siguientes años:

- Año 2011, debido a que el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, obligaba a todas las instalaciones termosolares a acogerse a la modalidad de tarifa regulada durante 12 meses. Esto origina una fuerte variación en la tendencia en el año 2012.
- Año 2013, debido a que el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, suprimía la prima de referencia para evitar una sobre retribución a las instalaciones, dejando como opción preferente la modalidad de tarifa regulada.

- Años 2014, 2015 y 2016, dada la normativa anterior²³, para los casos de supuesta continuidad sin cambio normativo, la máxima retribución por hora [€/MWh] se percibiría acogándose a la modalidad de tarifa regulada.

En los supuestos de continuidad se determinan los mismos valores que en el año anterior. Se entiende que dichos supuestos son aproximaciones similares de los valores retributivos en caso de no haberse publicado las nuevas normativas que están actualmente vigentes.

En la tabla 14 se compara la retribución mediante la opción de tarifa regulada y la opción de mercado más prima:

Año	TARIFA REGULADA [€/MWh]	PRIMA MÁS PRECIO MERCADO [€/MWh]
2007	269,375	293,350
2008	278,399	326,939
2009	287,603	308,148
2010	284,983	305,727
2011	290,916	324,242
2012	298,957	329,124
2013	298,873	44,26
2014 (Continuidad)	298,873	48,21
2015 (Continuidad)	298,873	49,52
2016 (Continuidad)	298,873	49,75

Tabla 14 – Comparación anual entre la Tarifa Regulada y la Prima de Referencia más el precio anual de mercado. Fuente: elaboración propia [6].

Con estas pautas, la retribución de las instalaciones se analizarán para los años 2007, 2012 y a partir del 14 de julio de 2013, que es cuando entra en vigor la nueva normativa dado su carácter retroactivo. El estudio retributivo acaba el 31 de diciembre de 2016, año en el cual termina el primer semiperiodo regulatorio.

Por otro lado, en las siguientes tablas y figuras comparativas se destacan tres colores con simbologías diferentes:

- Color azul, para los cálculos de la retribución anterior hasta 2013. Es decir, retribución real de los casos prácticos.
- Color rojo, para los cálculos de la retribución ficticia de los años posteriores al 2013, en el caso de que la normativa no hubiera cambiado.
- Color verde, para los cálculos de la nueva retribución normativa bajo el régimen jurídico y económico del Real Decreto 413/2014.

²³ En los supuestos de continuidad se determinan los mismos valores que en el año anterior. Se entiende que dichos supuestos son aproximaciones similares de los valores retributivos en caso de no haberse publicado las nuevas normativas que están actualmente vigentes.

CASO 1 – PUESTA EN MARCHA EN 2007

AÑO	REAL DECRETO	RETRIBUCIÓN		COMPLEMENTO REACTIVA	
		[€/MWh]	[€/año]	[€/MWh]	[€/año]
2007	RD 661/07	293,350	57.936.625	4,706	929.526
2008		326,939	64.570.453	4,864	960.668
2009	RDL 6/09	308,148	60.859.230	5,023	992.046
2010	RD 1565/10 RD 1614/10	305,727	60.381.083	3,318	655.337
2011		290,916	57.455.910	3,387	668.980
2012		329,124	65.001.990	3,481	687.474
2013	RDL 2/13	298,873	59.027.418	3,480	687.284
2014		298,873	59.027.418	3,480	687.284
2015		298,873	59.027.418	3,480	687.284
2016		298,873	59.027.418	3,480	687.284

Tabla 15 – Desglose de la retribución de la instalación en el Caso 1 de la regulación anterior y el supuesto de continuidad. Fuente: elaboración propia [6].

En la tabla anterior, tabla 15, se observa un cambio brusco en el complemento de la energía reactiva entre el año 2009 y 2010 debido al cambio de normativa. El complemento de energía reactiva se calcula como el porcentaje de un cierto valor que se actualiza para cada año, de tal forma que para los años anteriores al 2009 el porcentaje máximo era de 6%, mientras que a posteriori fue del 4%.

En la tabla 16 se resume la retribución total de la instalación con puesta en marcha en 2007, que se identifica con la instalación tipo IT-00606 de la nueva normativa:

AÑO	RETRIBUCIÓN MERCADO		RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				RET. TOTAL
			INVERSIÓN		OPERACIÓN		
	[€/MWh]	[€/año]	[€/MW]	[€/año]	[€/MWh]	[€/año]	
2013 ²⁴	52,35	3.334.695	284.077	14.203.850	38,692	2.464.680	20.003.225
2014	49,21	6.692.560	606.363	30.318.150	39,507	5.372.952	42.383.662
2015	50,55	6.862.163	606.363	30.318.150	38,927	5.284.340	42.464.653
2016	50,78	6.878.151	606.363	30.318.150	39,568	5.359.486	42.555.787

Tabla 16 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 1 con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].

²⁴ Los cálculos de la tabla 16 para el año 2013 corresponden a los meses concebidos entre el 14 de julio hasta el 31 de diciembre de ese año.

El precio de mercado utilizado es el correspondiente para la tecnología termosolar, que es el resultante del producto del precio de mercado para cada año y el coeficiente de apuntamiento.

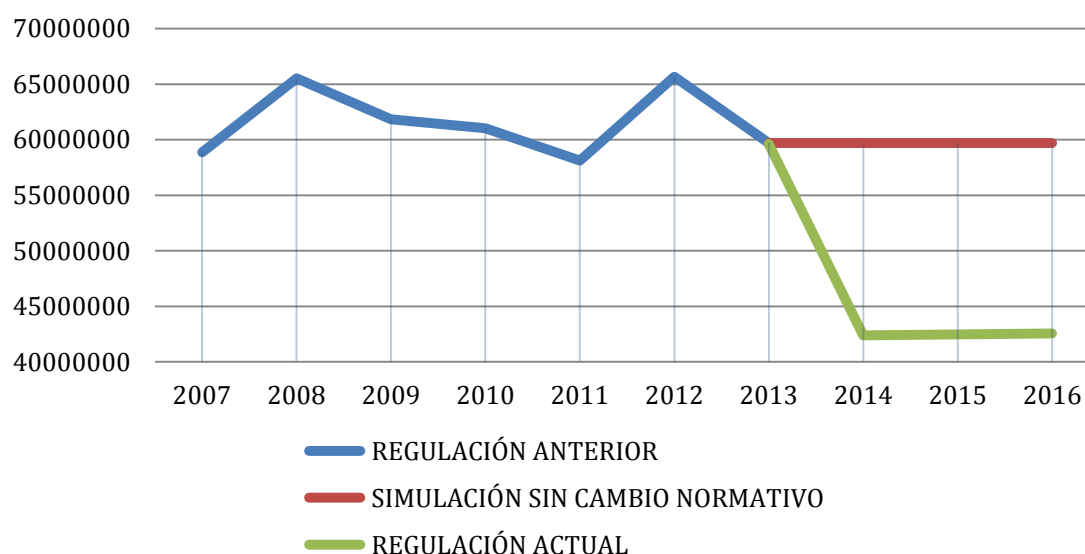
El valor del precio de mercado para el año 2013 es el valor que tuvo de media en la última mitad de año, desde el 14 de julio al 31 de diciembre. De la misma manera, los parámetros del año 2013 se aplicarán a las instalaciones desde el 14 de julio hasta el 31 de diciembre de dicho año. Como el semiperiodo regulatorio empieza a partir de la fecha de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, las instalaciones habrán recibido lo mostrado en la tabla 17.

En la siguiente tabla y figura se recogen las retribuciones totales para una mejor comparación entre sí:

AÑO	RETRIBUCIÓN SIN CAMBIO [€]	RETRIBUCIÓN NUEVA REGULACIÓN [€]
2007	58.866.151	58.866.151
2008	65.531.120	65.531.120
2009	61.851.276	61.851.276
2010	61.036.419	61.036.419
2011	58.124.890	58.124.890
2012	65.689.464	65.689.464
2013	59.714.702	49.860.576
2014	59.714.702	42.383.662
2015	59.714.702	42.464.653
2016	59.714.702	42.555.787

*Tabla 17 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 1.
Fuente: elaboración propia [6].*

INST-2007



*Figura 66 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 1.
Fuente: elaboración propia [6].*

Como se muestra gráficamente, el nuevo cambio normativo ha repercutido directamente sobre la retribución de la instalación reduciéndola en más de 15 millones de euros. En valor porcentual, la disminución para esta instalación es de más del 25%. Se observa que este cambio normativo ha afectado a la línea de continuidad retributiva que habían seguido hasta ahora las centrales solares termoeléctricas que estaba en torno a los 60 millones de euros, haciéndolo disminuir hasta los 40 - 45 millones de euros.

CASO 2 – PUESTA EN MARCHA EN 2012

En el segundo caso de análisis se ha escogido el año 2012, en el cual se dictó el Real Decreto-ley 1/2012. Como se muestra, esta normativa no afectó realmente a la retribución de las instalaciones que ya estaban inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución (2009) ya que, aunque suspendía dicho registro, no cancelaba la asignación de ninguna instalación al régimen jurídico y económico del Real Decreto 661/2007; a continuación la tabla 18:

AÑO	REAL DECRETO	RETRIBUCIÓN		COMPLEMENTO REACTIVA	
		[€/MWh]	[€/año]	[€/MWh]	[€/año]
2012	RDL 1/12	329,124	65.001.990	3,481	687.474
2013	RDL 2/13	298,873	59.027.418	3,480	687.284
2014		298,873	59.027.418	3,480	687.284
2015		298,873	59.027.418	3,480	687.284
2016		298,873	59.027.418	3,480	687.284

Tabla 18 – Desglose de la retribución de la instalación en el Caso 2 de la regulación anterior y el supuesto de continuidad. Fuente: elaboración propia [6].

Análogamente al caso anterior, para calcular la retribución del primer semiperiodo regulatorio se identifica la instalación de estudio con la instalación tipo IT-00610:

AÑO	RETRIBUCIÓN MERCADO		RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				RET. TOTAL
	[€/MWh]	[€/año]	INVERSIÓN		OPERACIÓN		
			[€/MW]	[€/año]	[€/MWh]	[€/año]	
2013 ²⁵	52,35	3.334.695	256.125	12.806.250	37,022	2.358.301	18.499.246
2014	49,21	6.692.560	546.700	27.335.000	37,699	5.127.064	39.154.624
2015	50,55	6.862.163	546.700	27.335.000	37,113	5.038.090	39.235.252
2016	50,78	6.878.151	546.700	27.335.000	37,750	5.113.238	39.326.389

Tabla 19 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 2 con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].

²⁵ Los cálculos de la tabla 19 para el año 2013 corresponden a los meses concebidos entre el 14 de julio hasta el 31 de diciembre de ese año.

En la siguiente tabla y figura se muestran de forma comparativa ambas retribuciones, la del supuesto de continuidad en caso de no haber cambiado la normativa y la retribución con la nueva retribución:

AÑO	RETRIBUCIÓN SIN CAMBIO [€]	RETRIBUCIÓN NUEVA REGULACIÓN [€]
2012	65.689.464	65.689.464
2013	59.714.702	48.356.597
2014	59.714.702	39.154.624
2015	59.714.702	39.235.252
2016	59.714.702	39.326.389

Tabla 20 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 2.

Fuente: elaboración propia [6].

INST-2012

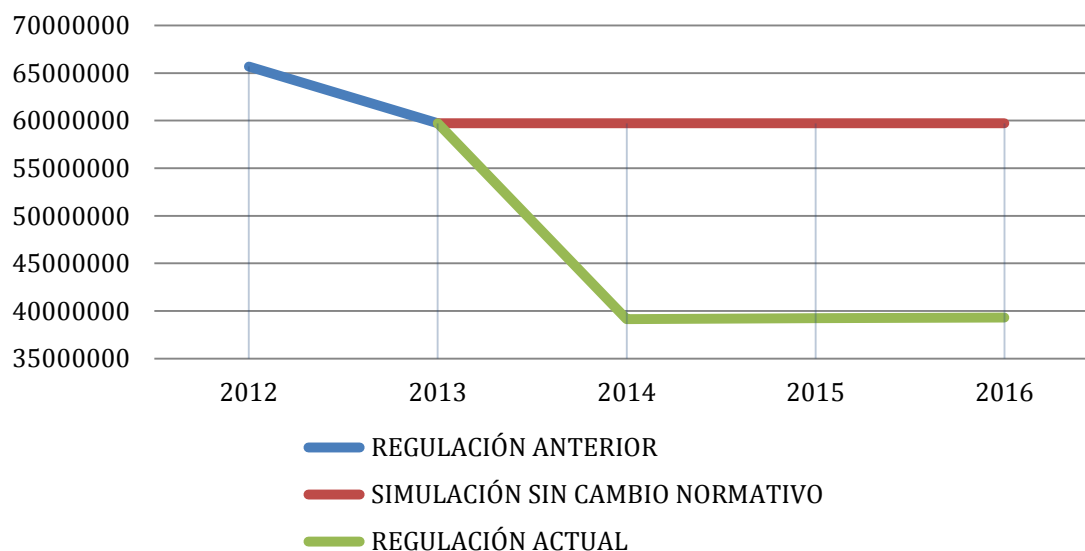


Figura 67 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 2.

Fuente: elaboración propia [6].

Como muestra la figura 67, se observa una disminución de la retribución con respecto a la normativa anterior de aproximadamente 20 millones de euros, algo superior que en el Caso 1. De esta disminución mayor se deduce que la instalación tipo del año 2012 (Caso 2), al ser más reciente, ya cuenta con los mecanismos necesarios para disminuir los costes de explotación y, en consecuencia, la retribución específica es significativamente menor para este caso.

CASO 3 – PUESTA EN MARCHA EL 14 DE JULIO DE 2013

Aunque el régimen jurídico y económico no se publicó hasta la entrada del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones que se hubieran puesto en marcha con posterioridad a la fecha de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se acogerían directamente a la nueva regulación.

La instalación tipo que se identifica con el Caso 3 es la IT-00611, tabla 21:

AÑO	RETRIBUCIÓN MERCADO		RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				RET. TOTAL
	[€/MWh]	[€/año]	INVERSIÓN		OPERACIÓN		
			[€/MW]	[€/año]	[€/MWh]	[€/año]	
2013 ²⁶	52,35	3.334.695	257.586	12.879.300	37,107	2.363.716	18.577.711
2014	49,21	6.692.560	549.818	27.490.900	37,785	5.138.760	39.322.220
2015	50,55	6.862.163	549.818	27.490.900	37,200	5.049.900	39.402.963
2016	50,78	6.878.151	549.818	27.490.900	37,836	5.124.886	39.493.937

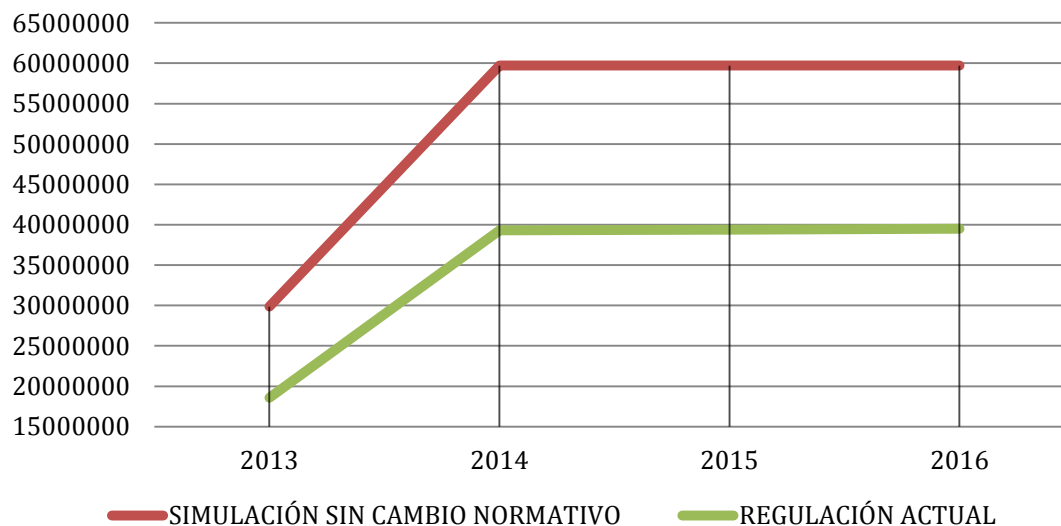
*Tabla 21 – Desglose de retribución de la instalación en el Caso 3
con la nueva normativa. Fuente: elaboración propia [6].*

Como se ha comentado anteriormente, los parámetros del año 2013 se aplicarán a las instalaciones desde el 14 de julio hasta el 31 de diciembre de dicho año, exceptuando la retribución a la inversión por unidad de potencia. La retribución a la inversión es el indicado en la tabla, multiplicado por un coeficiente calculado como el número de días desde la fecha de inicio de puesta en marcha de la instalación hasta el 31 de diciembre dividido entre 171. Para este caso, el valor es el que aparece en la tabla.

AÑO	RETRIBUCIÓN SIN CAMBIO [€]	RETRIBUCIÓN NUEVA REGULACIÓN [€]
2013	29.857.351	18.577.711
2014	59.714.702	39.322.220
2015	59.714.702	39.402.963
2016	59.714.702	39.493.937

*Tabla 22 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 3.
Fuente: elaboración propia [6].*

INST-2013



*Figura 68 – Comparación de retribuciones de la instalación del Caso 3.
Fuente: elaboración propia [6].*

²⁶ Los cálculos de la tabla 21 para el año 2013 corresponden a los meses concebidos entre el 14 de julio hasta el 31 de diciembre de ese año.

Se muestra que en el año 2014 se vuelve a dar la misma situación que en el Caso 2. Con la regulación actual, la retribución disminuye en 20 millones de euros, un tercio de lo que se percibiría si la regulación no hubiera cambiado, incluso para las últimas instalaciones construidas.

En resumen, se observa que con el nuevo régimen disminuye la retribución percibida prácticamente por igual, tanto a las instalaciones relativamente antiguas como a las más nuevas. Con la creación del Registro de Preasignación de Retribución en 2009 todas las instalaciones de la tecnología termosolar, estaban acogidas al régimen jurídico y económico del Real Decreto 661/2007 y apenas sufrieron cambios significativos en su retribución hasta la nueva normativa. Esta disminución de la retribución es de aproximadamente del 30%, calculado antes de impuestos y peajes.

El cambio de retribución que ha supuesto la disminución de entre 15 – 20 millones de euros al año a cada instalación, unido al exceso de potencia instalada, ha marcado la diferencia entre instalar, o no, proyectos de inversiones de la magnitud monetaria de 400 millones de euros. Como consecuencia de esta etapa de ajustes normativos para asegurar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, las últimas centrales termosolares que se pusieron en marcha fueron en el año 2013. A partir de este año, sólo se proyectó una central solar termoeléctrica de receptor central en la localidad de Alcázar, Ciudad Real, que no ha llegado a desarrollarse.

Por todo ello, debido al despegue relativamente pequeño en su fase comercial (2007 – 2013) de esta tecnología en comparación con otras, se han limitado los casos de estudio prácticos a tres.

CAPÍTULO 8

DISEÑO DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA EN MATLAB

Para facilitar el cálculo de la retribución de los casos prácticos del capítulo anterior que ilustran varias retribuciones de las instalaciones de generación termosolar, se ha desarrollado la realización de una aplicación informática con el nombre de **RetriSOL**. Dicha aplicación informática se ha realizado con el programa MATLAB, versión R2014b, y con una de sus herramientas que proporciona una interfaz gráfica al usuario llamada GUIDE, en inglés “Graphical User Interface Development Environment”. La herramienta GUIDE permite un entorno de desarrollo de interfaz gráfica al usuario, de tal manera que lo que percibe el usuario es una GUI, una interfaz gráfica de usuario, que junto al lenguaje de programación introducido, crea la aplicación.

Esta aplicación calcula la retribución otorgada por el Estado a la instalación que define el usuario. Los cálculos que realiza son exactamente los mismos que los utilizados en los casos prácticos realizados en el capítulo anterior. Esto quiere decir que, gracias al sistema de matrices definido en el lenguaje de programación, la retribución que se calcula es igual de precisa que los calculados en el capítulo anterior.

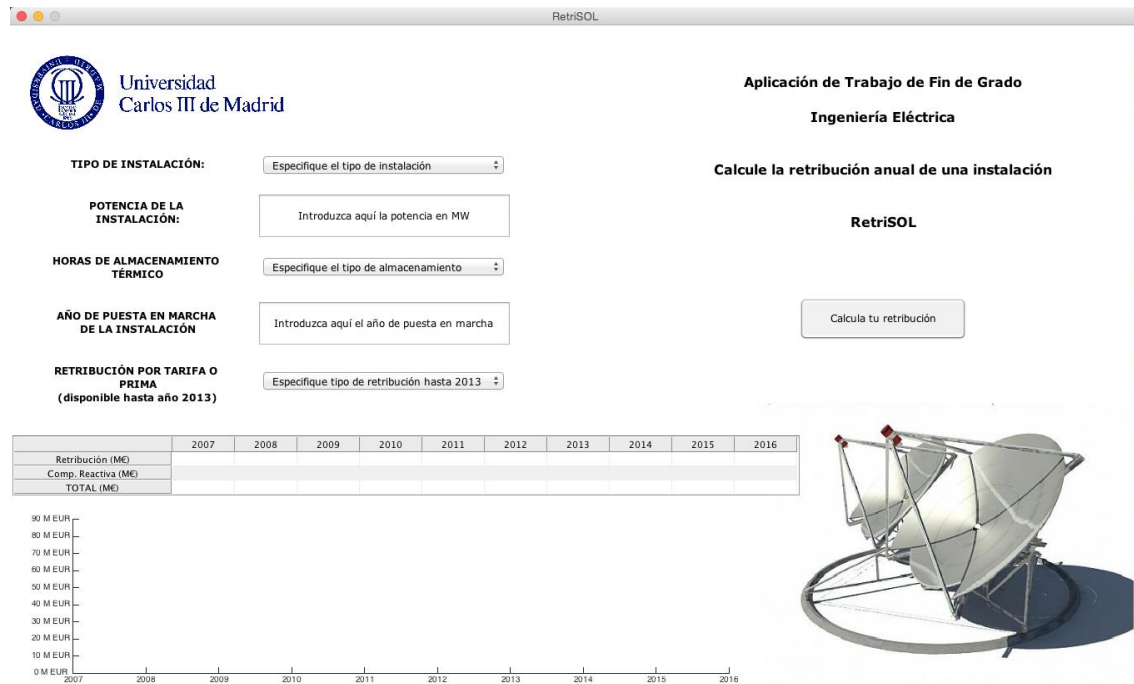
Para ello, al igual que en los casos prácticos, se han ajustado los valores de cálculo con la máxima retribución otorgada posible. Además, se ha tenido en cuenta la reducción de horas equivalentes de funcionamiento debido a la pérdida de rendimiento gradual a partir de 2015, entre otras valoraciones²⁷.

En los siguientes apartados se explican las partes de la interfaz gráfica, qué parámetros debe introducir el usuario, de qué se compone la aplicación y, posteriormente, se tratará algún caso práctico nuevo como ejemplo. Además, se incluirá un manual de usuario de instalación para ordenador con sistema operativo Windows y sistema operativo Mac OS, de Apple.

²⁷ Para obtener más información véase el ANEXO I.

8.1. PARTES DE LA INTERFAZ GRÁFICA

Una de las partes más importantes de la aplicación es la interfaz gráfica, ya que es la encargada de comunicarse con el usuario final. Por eso, se ha desarrollado de la forma más intuitiva posible, pero con el máximo detalle:



*Figura 69 – Interfaz en Mac OS de la aplicación informática RetriSOL.
Fuente: elaboración propia [6].*

En la parte izquierda de la figura 69, se encuentra el cuadro de *inputs*, donde se introducen los parámetros y valores que definen la instalación, una tabla que muestra la retribución percibida y una gráfica donde se podrá observar su evolución. Y en el lado derecho, la descripción de la aplicación y el botón que habrá que pulsar cuando los datos hayan sido introducidos.

8.2. CASO PRÁCTICO DE LA APLICACIÓN

A modo de demostración, se expone un nuevo caso de estudio como ejemplo para averiguar la retribución:

DATOS PARA EL CASO 4

- Tecnología: central solar termoeléctrica de Colectores Cilindro Parabólicos.
- Potencia: 50 MW.
- Almacenamiento térmico: entre 5 y 8 horas.
- Retribución percibida: por mercado más prima (siempre la máxima).
- Retribución por complemento a la reactiva: siempre la máxima.

Los pasos a seguir para su cálculo son los siguientes:

1. En un primer momento, el cuadro de *inputs* se verá vacío, tal y como muestra la figura 70:

TIPO DE INSTALACIÓN:	<input type="text" value="Especifique el tipo de instalación"/>
POTENCIA DE LA INSTALACIÓN:	<input type="text" value="Introduzca aquí la potencia en MW"/>
HORAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO	<input type="text" value="Especifique el tipo de almacenamiento"/>
AÑO DE PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	<input type="text" value="Introduzca aquí el año de puesta en marcha"/>
RETRIBUCIÓN POR TARIFA O PRIMA (disponible hasta año 2013)	<input type="text" value="Especifique tipo de retribución hasta 2013"/>

*Figura 70 – Cuadro de inputs de la interfaz gráfica.
Fuente: elaboración propia [6].*

2. El desplegable muestra tres tipos de tecnologías termosolares posibles: Colectores Cilindro Parabólicos (CCP), Colectores Lineales Fresnel (CLF o FRE) y Torre de Receptor Central (TRC).

TIPO DE INSTALACIÓN:	<div><div>✓ Especifique el tipo de instalación</div><div>1. Colectores Cilindro Parabólicos</div><div>2. Colectores Lineales Fresnel</div><div>3. Torre de Receptor Central</div></div>
POTENCIA DE LA INSTALACIÓN:	<input type="text"/>
HORAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO	<input type="text" value="Especifique el tipo de almacenamiento"/>
AÑO DE PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	<input type="text" value="Introduzca aquí el año de puesta en marcha"/>
RETRIBUCIÓN POR TARIFA O PRIMA (disponible hasta año 2013)	<input type="text" value="Especifique tipo de retribución hasta 2013"/>

*Figura 71 – Elección del tipo de instalación termosolar.
Fuente: elaboración propia [6].*

3. Para introducir la potencia de la instalación que se quiera definir, simplemente se indica el valor en MW en el cuadro siguiente:

**POTENCIA DE LA
INSTALACIÓN:**

50|

*Figura 72 – Elección de la potencia de la instalación.
Fuente: elaboración propia [6].*

4. Dependiendo de la tecnología que haya indicado anteriormente el usuario, la aplicación proporcionará un desplegable u otro con diferentes opciones de almacenamiento térmico. Para la tecnología de Colectores Cilindro Parabólicos se dan las tres siguientes:

TIPO DE INSTALACIÓN:

1. Colectores Cilindro Parabólicos

**POTENCIA DE LA
INSTALACIÓN:**

50

**HORAS DE ALMACENAMIENTO
TÉRMICO**

- ✓ Especifique el tipo de almacenamiento
- 1. Sin almacenamiento térmico
- 2. Con almacenamiento de entre 5 y 8 horas
- 3. Con almacenamiento de 9 horas

**AÑO DE PUESTA EN MARCHA
DE LA INSTALACIÓN**

Introduzca aquí el año de puesta en marcha

**RETRIBUCIÓN POR TARIFA O
PRIMA
(disponible hasta año 2013)**

Especifique tipo de retribución hasta 2013

*Figura 73 – Elección del tipo almacenamiento térmico.
Fuente: elaboración propia [6].*

5. En el año de puesta en marcha donde está escrito “Introduzca aquí el año de puesta en marcha”, el usuario deberá indicar el valor del año desde cuando quiere que empiece el otorgamiento de la retribución a la instalación, igual que se muestra en la siguiente figura:

**AÑO DE PUESTA EN MARCHA
DE LA INSTALACIÓN**

2008|

*Figura 74 – Elección del año de puesta en marcha.
Fuente: elaboración propia [6].*

6. Existe una última posibilidad, dependiendo del criterio del usuario se podrá observar la retribución otorgada hasta 2013 por tarifa regulada o por la modalidad de mercado más prima. Para ambas opciones, el resultado calculado será siempre el de máxima retribución para cada una de ellas:

TIPO DE INSTALACIÓN:	1. Colectores Cilindro Parabólicos
POTENCIA DE LA INSTALACIÓN:	50
HORAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO	2. Con almacenamiento de entre 5 y 8 ...
AÑO DE PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	2008
RETRIBUCIÓN POR TARIFA O PRIMA (disponible hasta año 2013)	✓ Especifique tipo de retribución hasta 2013 1. Retribución por Tarifa Regulada 2. Retribución por Prima de Referencia

Figura 75 – Elección del tipo de modalidad de retribución hasta el año 2013.
Fuente: elaboración propia [6].

7. Una vez se hayan definidos todos los parámetros necesarios para obtener los resultados, sólo quedaría pulsar el botón de *Calcula tu retribución*:

TIPO DE INSTALACIÓN:	1. Colectores Cilindro Parabólicos
POTENCIA DE LA INSTALACIÓN:	50
HORAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO	2. Con almacenamiento de entre 5 y 8 ...
AÑO DE PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN	2008
RETRIBUCIÓN POR TARIFA O PRIMA (disponible hasta año 2013)	2. Retribución por Prima de Referencia

Figura 76 – Cuadro de inputs completamente definido.
Fuente: elaboración propia [6].

Calcula tu retribución

Figura 77 – Botón para accionar la ejecución de la aplicación.
Fuente: elaboración propia [6].

REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA

Una vez se haya terminado de calcular la información, se mostrarán los resultados de la siguiente manera en la interfaz:

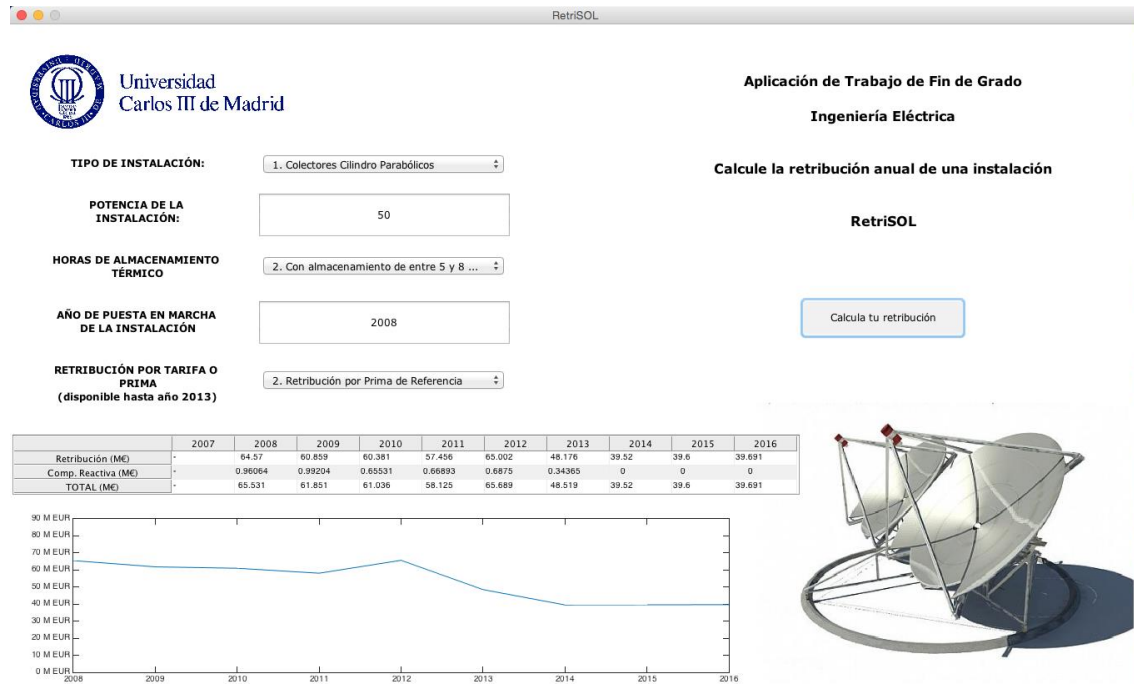


Figura 78 – Interfaz gráfica en Mac OS ejecutada para el Caso 4.
Fuente: elaboración propia [6].

Los resultados se muestran siempre en millones de euros y se grafica el “TOTAL”, siendo éste la suma del complemento de reactiva y la retribución otorgada. El eje de ordenadas de la gráfica corresponde a los millones de euros, mientras que en el eje de abscisas se representan los años de la instalación.

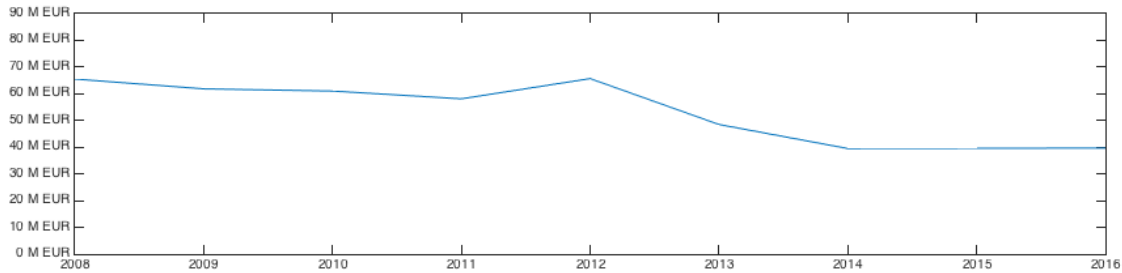
En la tabla de la aplicación se muestra la retribución a partir del año 2008, al igual que en la gráfica:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Retribución (M€)	-	64.57	60.859	60.381	57.456	65.002	48.176	39.52	39.6	39.691
Comp. Reactiva (M€)	-	0.96064	0.99204	0.65531	0.66893	0.6875	0.34365	0	0	0
TOTAL (M€)	-	65.531	61.851	61.036	58.125	65.689	48.519	39.52	39.6	39.691

Figura 79 – Tabla de retribución anual para el Caso 4.
Fuente: elaboración propia [6].

AÑOS	Retribución [M€]	Comp. Reactiva [M€]	TOTAL [M€]
2007	-	-	-
2008	64,570	0,961	65,531
2009	60,859	0,992	61,851
2010	60,381	0,655	61,036
2011	57,456	0,669	58,125
2012	65,002	0,688	65,689
2013	48,176	0,344	48,519
2014	39,520	0	39,520
2015	39,600	0	39,600
2016	39,691	0	39,691

Tabla 23 – Datos de la tabla de la aplicación para el Caso 4.
Fuente: elaboración propia [6].



*Figura 80 – Gráfica de retribución anual para el Caso 4.
Fuente: elaboración propia [6].*

Mediante esta aplicación no sólo se pueden crear más casos de estudio de la retribución de las instalaciones termosolares que los que ya se han proporcionado en el capítulo anterior, sino que, además, se puede comprobar la veracidad de los mismos.

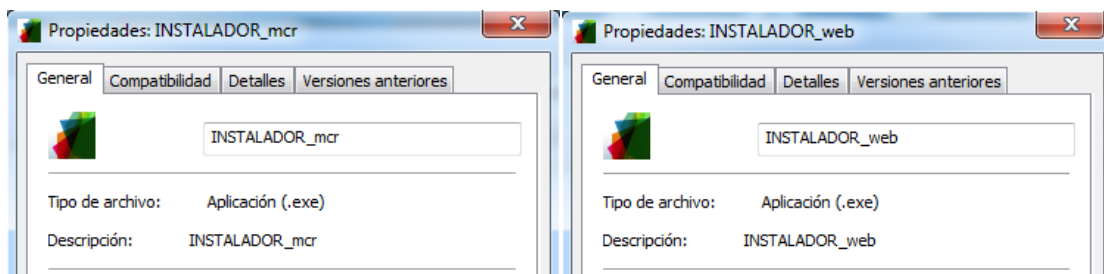
8.3. MANUAL DE INSTALACIÓN O “README”

Debido a varios problemas de compatibilidad para la ejecución con versiones anteriores de MATLAB, se decidió compilar la aplicación en formato ejecutable (.exe para Windows y .app para Mac OS).

Para ello, se detallará por pasos la instalación en un ordenador con sistema operativo Windows²⁸:

1. Primeramente se debe instalar un archivo llamado “INSTALADOR_mcr.exe” o “INSTALADOR_web.exe”. Este programa instala MATLAB Compiler Runtime R2014b, un programa que hace que se ejecute la aplicación diseñada, RetriSOL, sin la necesidad del programa principal MATLAB.

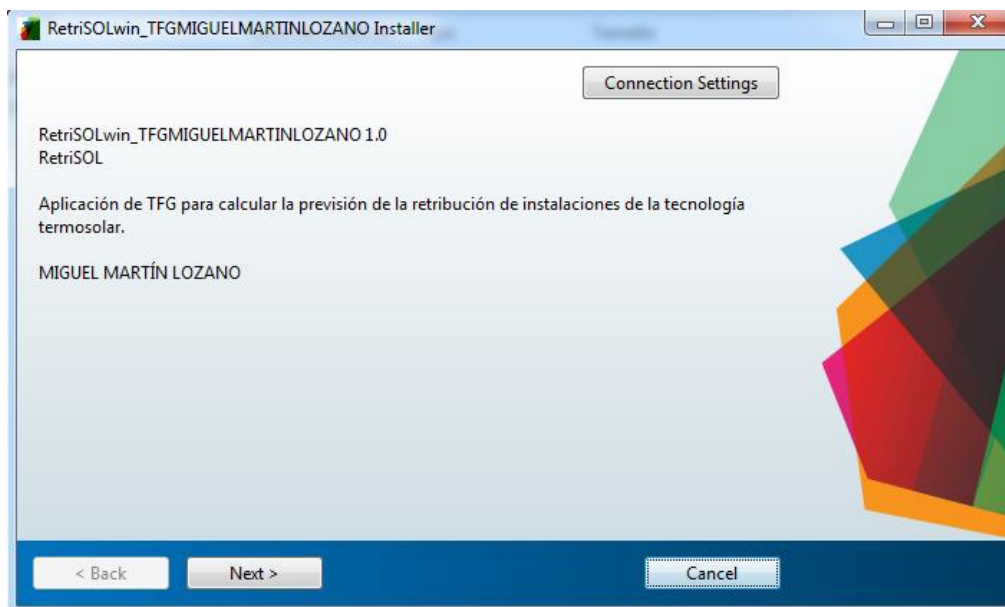
La principal diferencia entre ellos es de dónde se quiere instalar. El instalador MCR pesa alrededor de 700 MB y permite la instalación sin necesidad de internet. Por otro lado, el instalador WEB pesa alrededor de 2 MB y tiene la finalidad de descargar e instalar el programa. Al tener que descargar un archivo tan pesado es posible que tarde unos minutos más.



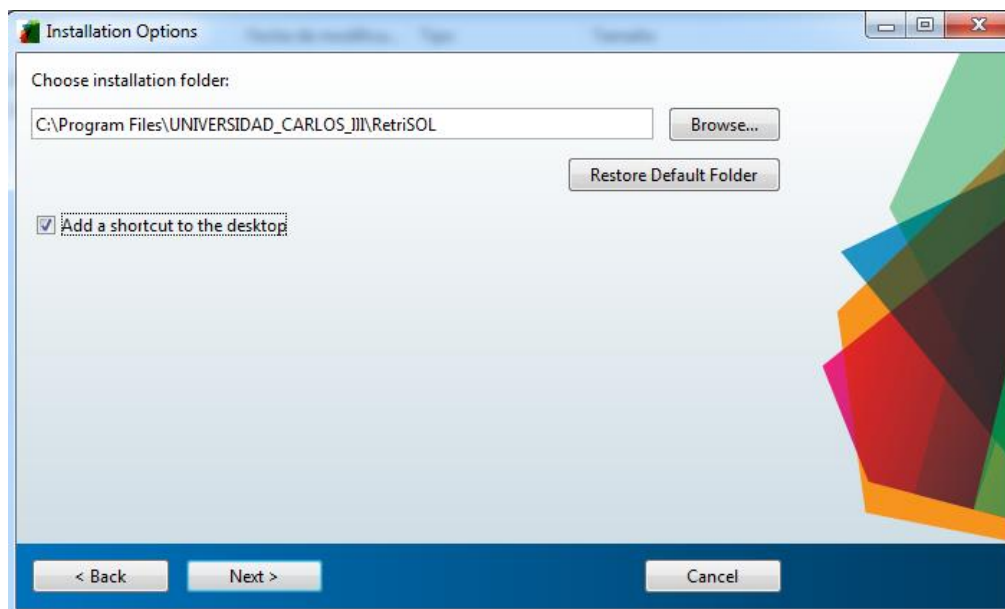
*Figuras 81 y 82 – Instaladores de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].*

²⁸ Para ordenador Mac OS, la instalación es exactamente igual, pero con extensiones de programa .app.

2. Cuando se empieza la instalación de la aplicación, se abre un cuadro donde hay que clicar la opción *Next* y elegir la ubicación de la instalación, según se muestra en las siguientes imágenes:



*Figura 83 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].*



*Figura 84 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].*

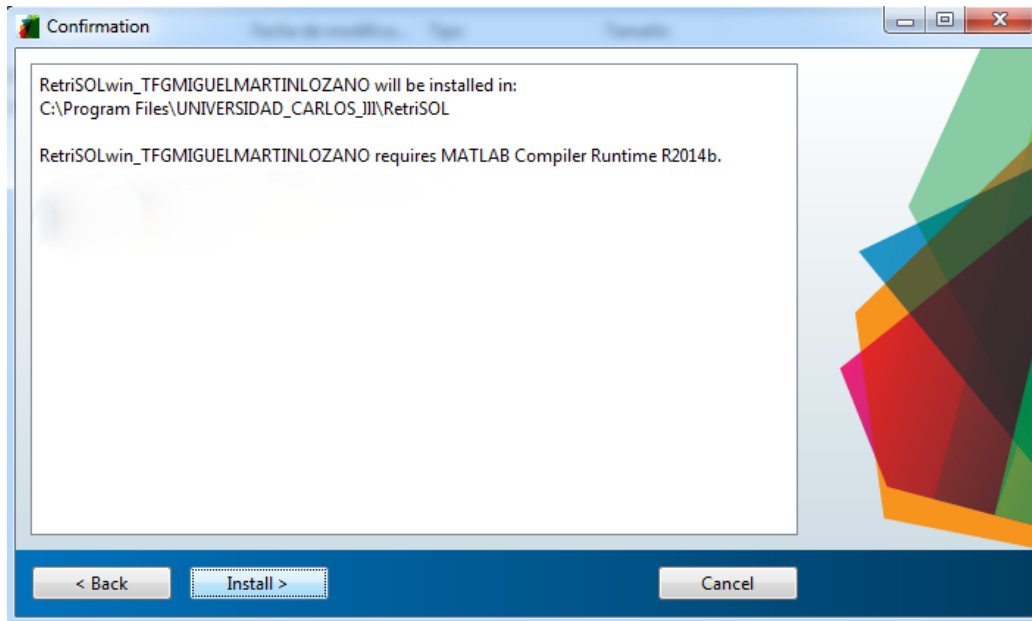


Figura 85 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].

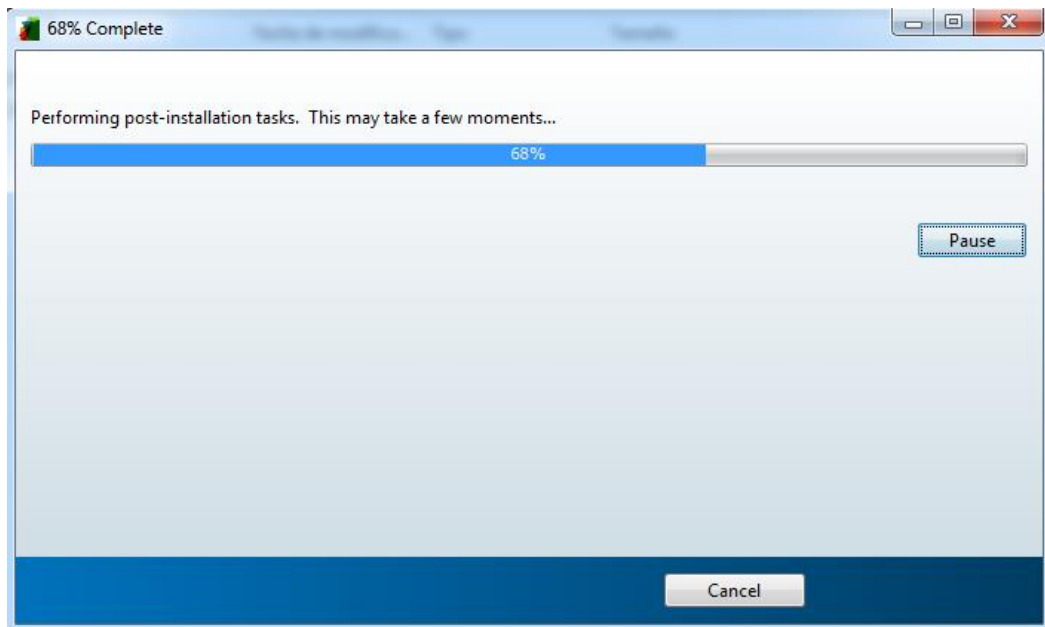


Figura 86 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].

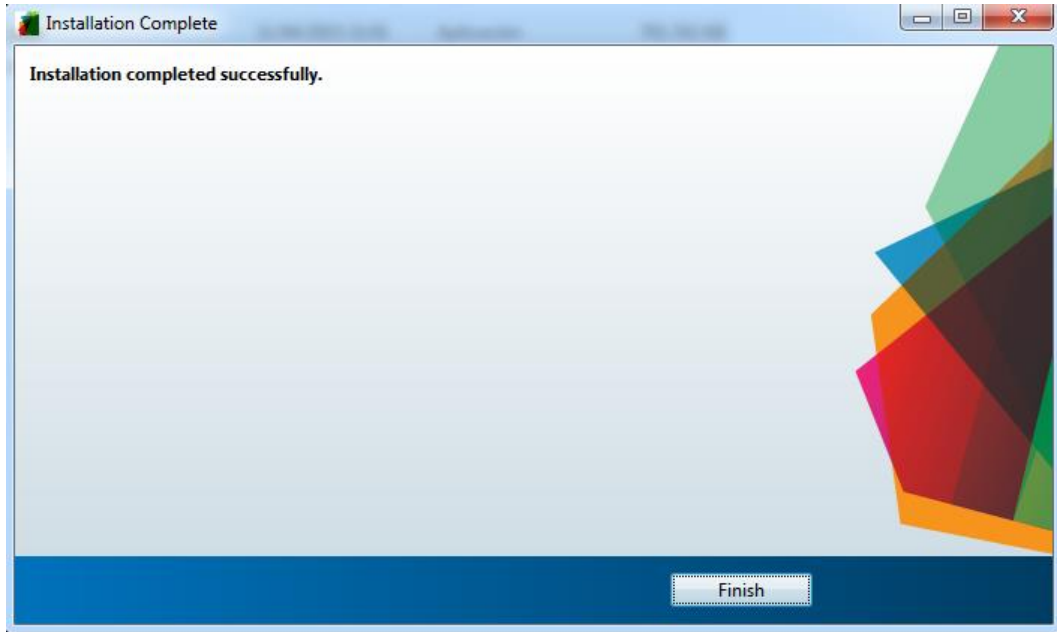


Figura 87 – Instalación de MATLAB Compiler Runtime R2014b.
Fuente: elaboración propia [6].

3. Una vez que la instalación se ha completado, se procede a abrir el archivo que contiene la aplicación diseñada: *RetriSOL_TFGMIGUELMARTINLOZANO.exe*.

Este archivo NO se instala, así que en caso de querer abrirlo en ocasiones futuras NO puede ser borrado. Se aconseja guardarlo en el fichero de instalación del compilador y crear un Acceso directo.

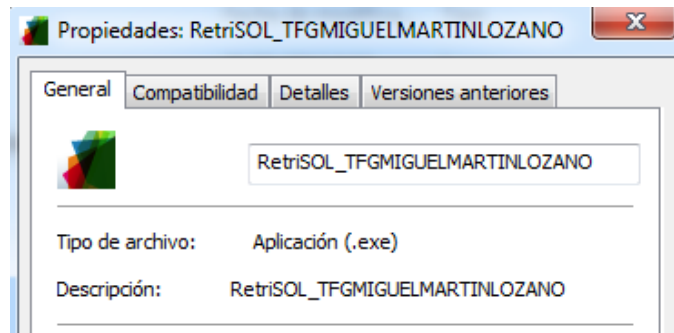


Figura 88 – Aplicación RetriSOL.
Fuente: elaboración propia [6].

4. A continuación se mostrará la interfaz de la aplicación RetriSOL para Windows, algo diferente de la aplicación Mac OS:

Universidad Carlos III de Madrid

**Aplicación de Trabajo de Fin de Grado
Ingeniería Eléctrica**

Calcule la retribución anual de una instalación

RetriSOL

Calcula tu retribución

TIPO DE INSTALACIÓN: Especifique el tipo de instalación

POTENCIA DE LA INSTALACIÓN: Introduzca aquí la potencia en MW

HORAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO: Especifique el tipo de almacenamiento

AÑO DE PUESTA EN MARCHA DE LA INSTALACIÓN: Introduzca aquí el año de puesta en marcha

RETRIBUCIÓN POR TARIFA O PRIMA: Especifique tipo de retribución hasta 2013

90 M EUR
80 M EUR
70 M EUR
60 M EUR
50 M EUR
40 M EUR
30 M EUR
20 M EUR
10 M EUR
0 M EUR

2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Retribución (M€)										
Comp. Reactiva (M€)										
TOTAL (M€)										

*Figura 89 – Interfaz en Windows²⁹ de la aplicación informática RetriSOL.
Fuente: elaboración propia [6].*

Llegado a este punto, el usuario ya podría calcular la retribución de cualquier año.

²⁹ Las interfaces en los diferentes sistemas operativos (Windows y Mac OS) cambian mínimamente. La diferencia más notoria es la colocación de la tabla y la gráfica en el cuadro de la aplicación.

CAPÍTULO 9

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO						
1.	AUTOR:	MARTÍN LOZANO, MIGUEL ÁNGEL				
2.	ÁREA:	INGENIERÍA ELÉCTRICA				
3.	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO:					
	TÍTULO:	REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN SOLAR TERMOELÉCTRICA				
	OBJETIVO:	ANALIZAR LA REGULACIÓN QUE REvisa LA RETRIBUCIÓN CON RESPECTO A LA SITUACIÓN PREVIA, IDENTIFICANDO SUS CONSECUENCIAS. REALIZACIÓN DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA RETRISOL PARA EL CÁLCULO DE SU RETRIBUCIÓN.				
	DURACIÓN:	CINCO MESES				
4.	DESGLOSE PRESUPUESTARIO:					
COSTES DE PERSONAL:						
	CATEGORÍA	OCUPACIÓN		PRECIO [€/HORA]	TOTAL [€]	
		HORAS/DÍA	DÍAS	TOTAL HORAS		
	INGENIERO JUNIOR	VARIABLE	100,00	400,00	15,00	6.000,00
COSTES DE EQUIPO Y SERVICIOS						
	CATEGORÍA	PRECIO [€]	VIDA [AÑO]	AMORTIZACIÓN ³⁰ [€]	TOTAL [€]	
	ORDENADOR PERSONAL	1.300,00	7,00	50,88	50,88	
	LICENCIA MATLAB R2014B	70,00	-	-	70,00	
	LIBROS				72,00	
	- MATLAB PARA INGENIEROS	41,00	-	-	-	
	- ENERGÍA TERMOSOLAR	31,00	-	-	-	
	DESPLAZAMIENTOS ³¹	18,95	-	-	18,95	
					211,83	
5.	RESUMEN PRESUPUESTARIO:					
	COSTES		TOTAL [€]			
	- DE PERSONAL		6.000,00			
	- EQUIPO Y SERVICIO		211,83			
	COSTE TOTAL [€]		6211,83 + IVA			

³⁰ La amortización del ordenador se trata en el Anexo II.

³¹ Se estiman diez desplazamientos a la universidad con un coche que consume aproximadamente 8,10 litros por cada 100 km. EL recorrido ida y vuelta es de 18 km. El precio de la gasolina medio estimado es de 1,30 €/litro.

CAPÍTULO 10

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Por motivos personales no ha habido un horario constante y el trabajo medio al día ha sido completamente irregular durante los primeros tres meses de realización del Trabajo de Fin de Grado, por ello, se ha realizado una media de la dedicación a las tareas de aproximadamente 4 horas al día, 5 días en semana, durante 5 meses.

Letra	Tareas	Inicio	Duración	Fin
A	Búsqueda y análisis de información	0	18	18
B	Redacción del capítulo 1	18	1	19
C	Redacción del capítulo 2	4	2	6
D	Redacción del capítulo 3	6	2	8
E	Redacción del capítulo 4	8	2	10
F	Redacción del capítulo 5	9	3	12
G	Redacción del capítulo 6	12	2	14
H	Redacción del capítulo 7	16	0,5	16,5
I	Redacción del capítulo 8	16,5	0,5	17,5
J	Redacción de los capítulos 9 y 10	17,5	0,5	18
K	Realización de la aplicación con GUIDE	13	3	16
L	Revisión y corrección de errores	18	2	20
M	Otros	19	1	20

Tabla 24 – Desglose de tareas del Trabajo de Fin de Grado.
Fuente: elaboración propia [6].

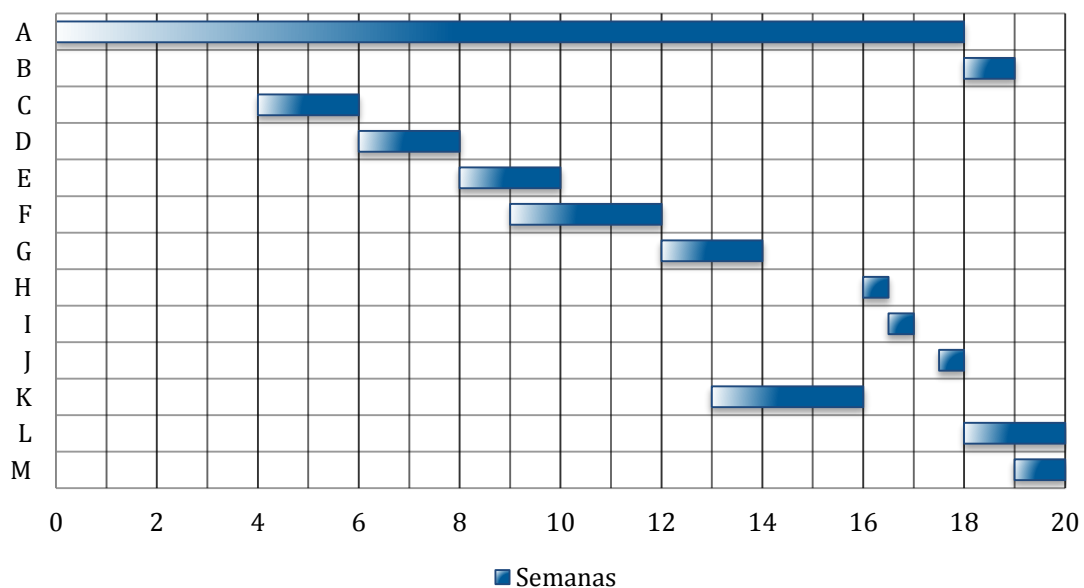


Figura 90 – Diagrama de Gantt de la duración del Trabajo de Fin de Grado.
Fuente: elaboración propia [6].

CAPÍTULO 11

CONCLUSIONES

Con este apartado se concluye la memoria del presente Trabajo de Fin de Grado habiendo cumplido todos los objetivos propuestos. Se ha analizado la regulación que revisa la retribución de las instalaciones de la tecnología termosolar y se ha evaluado el impacto económico en diferentes casos de estudio, comparándolos entre ellos. Asimismo, queda realizado el objetivo secundario de este TFG con el desarrollo de la aplicación informática para el cálculo de la retribución de las instalaciones de la tecnología termosolar.

El nuevo régimen retributivo se basa en criterios que aseguran la estabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico español que estaba en una situación complicada al haber quedado muy expuesto por la legislación de años anteriores. Este cambio marca un punto de inflexión enorme entre la regulación anterior y la actual, con la que se reducen los costes del sistema eléctrico en unos 1.700 millones de euros anuales al mismo tiempo que otorga una rentabilidad razonable del 7,4% a cada instalación a lo largo de su vida útil regulatoria.

Como se ha visto en los casos de estudio, la nueva regulación ha supuesto una disminución de la retribución otorgada en más de un 20% antes de aplicar impuestos, peajes de acceso y otros costes, como los de explotación. Esta diferencia de unos 20 millones de euros al año por instalación tipo ha perjudicado seriamente la expansión de la tecnología termosolar, causando como principales consecuencias la huida de las empresas de estas tecnologías hacia otros mercados fuera de España para conseguir una mayor rentabilidad por sus actividades de generación y presentando un futuro incierto para las que ya están en marcha.

Aunque la normativa vigente asegura estar bajo el principio de rentabilidad razonable, varias asociaciones termosolares e incluso algunas comunidades autónomas, que se nutren de estas instalaciones, ya han solicitado la comprobación de los costes de explotación estimados y la revisión al alza de los ratios de inversión, aportando informes que avalan su situación para una nueva estimación.

En resumen, la tecnología termosolar es una tecnología que todavía está lejos de ser rentable sin una retribución adicional y, en caso de tener que mantenerse sólo mediante los procedimientos de mercado, es muy probable que no encontrara ninguna rentabilidad. Esto quiere decir que aún no ha alcanzado la madurez tecnológica suficiente como para competir en pie de igualdad en el mercado eléctrico.

A lo largo de la revisión de la regulación se observan ciertas peculiaridades. Teniendo esta tecnología una potencia óptima de entre 100 y 200 MW es, cuanto menos curioso, que todas las centrales solares termoeléctricas tengan como máximo 50 MW; siendo 50 MW la potencia con la que se obtiene la máxima retribución. Otra de las cuestiones concernientes a este tema, sería su producción de electricidad; por motivos obvios, estas centrales térmicas de radiación solar tienen mayores inconvenientes en generar electricidad el primer trimestre del año, estando concentrada su producción de energía en el verano y meses posteriores. Parafraseando el informe de la CNMC [86], algunas centrales podrían haber llegado a quemar más gas del previsto, o incluso del permitido, únicamente para mantener el apoyo económico durante los primeros meses del año, *“lo cual parece ilógico”*, tal y como se reporta en el informe.

En relación a mi trayectoria académica, la realización de este Trabajo de Fin de Grado me ha servido para profundizar más en temas relacionados con las tecnologías de generación y en especial con las tecnologías renovables. Dentro de este grupo he logrado una mayor especialización en la tecnología solar termoeléctrica, protagonista de este TFG, así como de su retribución pasada y futura.

Además, me ha permitido comprender en un ámbito más extenso las actividades del sistema eléctrico y las circunstancias de la regulación e historia del mercado eléctrico, aportando claridad en mi visión del sector.

Igualmente, la realización de la memoria me ha hecho mejorar tanto en la redacción técnica, como en la búsqueda de información de fuentes fiables y el contacto con la normativa que desarrolla estos temas, que aunque para la formación de un ingeniero puede parecer baladí, determina en gran medida el desarrollo e innovación de una u otra tecnología.

Por último, la realización de la aplicación informática me ha permitido recordar y ampliar el temario visto durante el grado de conocimientos de programación y en especial del programa MATLAB.

ANEXOS

ANEXO I

CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN DE LA APLICACIÓN REALIZADA RETRISOL

```
function varargout = TFGMIGUELMARTINLOZANO(varargin)
% TFGMIGUELMARTINLOZANO MATLAB code for TFGMIGUELMARTINLOZANO.fig
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO, by itself, creates a new
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO or raises the existing
%   singleton*.
%
%   H = TFGMIGUELMARTINLOZANO returns the handle to a new
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO or the handle to
%   the existing singleton*.
%
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...)
%   calls the local
%   function named CALLBACK in TFGMIGUELMARTINLOZANO.M with the
%   given input arguments.
%
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO('Property','Value',...) creates a new
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO or raises the
%   existing singleton*. Starting from the left, property value
%   pairs are
%   applied to the GUI before TFGMIGUELMARTINLOZANO_OpeningFcn gets
%   called. An
%   unrecognized property name or invalid value makes property
%   application
%   stop. All inputs are passed to
%   TFGMIGUELMARTINLOZANO_OpeningFcn via varargin.
%
%   *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows
%   only one
%   instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help
TFGMIGUELMARTINLOZANO

% Last Modified by GUIDE v2.5 16-Apr-2015 18:56:35
```

```
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn',   @TFGMIGUELMARTINLOZANO_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',    @TFGMIGUELMARTINLOZANO_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',    [] , ...
                  'gui_Callback',     []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT


% --- Executes just before TFGMIGUELMARTINLOZANO is made visible.
function TFGMIGUELMARTINLOZANO_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% Selección tipo de instalación con almacenamiento CCP=1
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles     structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin    command line arguments to TFGinterfazpruebas (see
VARARGIN)

axes(handles.axes2)
background = imread('uc3m3.jpg');
axis off;
imshow(background);

axes(handles.axes1)
background = imread('imagenDCP.jpeg');
axis off;
imshow(background);


% Choose default command line output for TFGMIGUELMARTINLOZANO
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes TFGMIGUELMARTINLOZANO wait for user response (see
UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);


% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = TFGMIGUELMARTINLOZANO_OutputFcn(hObject,
eventdata, handles)
% varargout    cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject     handle to figure
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;
```

```
% -----  
% --- Executes on selection change in mnTipo.  
function mnTipo_Callback(hObject, eventdata, handles)  
  
% SELECCION DE POP-UPS DIFERENTES EN FUNCION DE LA SELECCION  
% DEL TIPO DE INSTALACION. DE ESTA MANERA SE CONSIGUE ENSEÑAR  
% SOLAMENTE UN MENU DE ALMACENAMIENTO, PESE A QUE SE TIENEN TRES MENUS  
% EN TOTAL.  
  
v=get(handles.mnTipo, 'Value');  
if v==2  
    set(handles.mnAlmTRC, 'Visible', 'off');  
    set(handles.mnAlmFre, 'Visible', 'off');  
    set(handles.mnAlmCCP, 'Visible', 'on');  
else  
    if v==3  
        set(handles.mnAlmFre, 'Visible', 'on');  
        set(handles.mnAlmTRC, 'Visible', 'off');  
        set(handles.mnAlmCCP, 'Visible', 'off');  
    else  
        if v==4  
            set(handles.mnAlmTRC, 'Visible', 'on');  
            set(handles.mnAlmCCP, 'Visible', 'off');  
            set(handles.mnAlmFre, 'Visible', 'off');  
        end  
    end  
end  
  
% hObject    handle to mnTipo (see GCBO)  
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB  
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)  
  
% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns mnTipo  
%         contents as cell array  
%         contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from  
%         mnTipo  
  
% --- Executes during object creation, after setting all properties.  
function mnTipo_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)  
% hObject    handle to mnTipo (see GCBO)  
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB  
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns  
%         called  
  
% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.  
%         See ISPC and COMPUTER.  
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),  
    get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))  
    set(hObject,'BackgroundColor','white');  
end  
  
function editPot_Callback(hObject, eventdata, handles)  
% hObject    handle to editPot (see GCBO)  
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB  
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)  
  
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of editPot as text  
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of editPot  
%         as a double
```

```
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function editPot_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to editPot (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in mnAlmCCP.
function mnAlmCCP_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to mnAlmCCP (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns mnAlmCCP
contents as cell array
%       contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
mnAlmCCP

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function mnAlmCCP_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to mnAlmCCP (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function editYear_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to editYear (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of editYear as text
%       str2double(get(hObject,'String')) returns contents of
editYear as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function editYear_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to editYear (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
```

```
        set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in mnToP.
function mnToP_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to mnToP (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns mnToP
contents as cell array
%          contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
mnToP

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function mnToP_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to mnToP (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in mnAlmTRC.
function mnAlmTRC_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to mnAlmTRC (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns mnAlmTRC
contents as cell array
%          contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
mnAlmTRC

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function mnAlmTRC_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to mnAlmTRC (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on selection change in mnAlmFre.
function mnAlmFre_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to mnAlmFre (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns mnAlmFre
contents as cell array
```

```
%          contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from
mnAlmFre

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function mnAlmFre_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to mnAlmFre (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: popupmenu controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in btnCal.
function btnCal_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to btnCal (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% TARIFA PRIMA+MERCADO; Corregido para prima

M1 = [269.375 293.350; 278.399 326.939; 287.603 308.148; 284.983
305.727; 290.916 290.916; 299.957 329.124; 298.873 298.873];

% Matriz de retribuciones de la inversión y operación de las ITs
% condensadas en seis tipos más específicos

M2 = [195859 39.785 259212 37.152 271944 27.837 226025 57.538 559213
72.808 148342 40.432;418063 40.024 553288 37.960 580465 29.903 482450
57.543 1193641 76.443 316636 38.921;418063 39.421 553288 37.376 580465
29.247 482450 57.095 1193641 76.329 316636 38.239;418063 40.077 553288
38.013 580465 29.799 482450 57.921 1193641 77.398 316636 38.867];

% Horas máximas con derecho a retribución, mínimas y umbral. Las horas
a
% partir de 2015 tienen una reducción por rendimiento, tal y como
indica la
% Orden Ministerial IET/1045/2014:

M3 = [956 1274 1434 876 2139 703; 2040 2720 3060 1870 4565 1500; 2036
2715 3054 1866 4556 1497; 2032 2709 3048 1863 4547 1494];

% Precio de mercado anual de los años 2013 (B), 2014, 2015, 2016
multiplicados
% ya por su coeficiente de apuntamiento (1,0207)

M4 = [49.21 50.55 50.78]';

% Matriz de máxima bonificación al complemento de energía reactiva.
Del año
% 2007 al año 2009 con un 6% del valor del parámetro anual, a partir
del
% 2010 de acuerdo al cambio de normativa será del 4%. En el año 2013,
sólo
% se recibirá la mitad del año
```

```
M5 = [4.706; 4.864; 5.023; 3.318; 3.387; 3.481];

% BUCLE DESDE 2007 HASTA 2016

for year = 2007:2016

    pot = str2double(handles.editPot.String);

    if (year < str2num(handles.editYear.String))
        handles.tblResultado.Data(:,year-2006) = {'-', '-', '-'};
        continue;
    end

    % AÑO MENOR QUE 2013

    h = 0;
    if year < 2013
        switch (handles.mnTipo.Value)
            case 2
                switch (handles.mnAlmCCP.Value)
                    case 2
                        h = 2855;
                    case 3
                        h = 3950;
                    case 4
                        h = 4000;
                end
            case 3
                if (handles.mnAlmFre.Value == 2)
                    h = 2450;
                end
            case 4
                switch (handles.mnAlmTRC.Value)
                    case 2
                        h = 2750;
                    case 3
                        h = 6450;
                end
            end

        if handles.mnToP.Value == 2 % Tarifa
            ToP = M1(year-2006,1);
        elseif handles.mnToP.Value == 3 % Prima
            ToP = M1(year-2006,2);
        end

        retribucion = pot*h*ToP;
        compReactiva = pot*h*M5(year-2006);

    % AÑO IGUAL A 2013

    n = 0;
    i = 0;
    o = 0;
    elseif year == 2013
        switch (handles.mnTipo.Value)
            case 2
                switch (handles.mnAlmCCP.Value)
                    case 2
                        h = 2855;
                        n=956;
                        i=M2(1,1);
                        o=M2(1,2);
```



```
        case 3
            h = 3950;
            n=1274;
            i=M2(1,3);
            o=M2(1,4);
        case 4
            h = 4000;
            n=1434;
            i=M2(1,5);
            o=M2(1,6);
    end
case 3
    if (handles.mnAlmFre.Value == 2)
        h = 2450;
        n=703;
        i=M2(1,11);
        o=M2(1,12);
    end
case 4
    switch (handles.mnAlmTRC.Value)
        case 2
            h = 2750;
            n = 876;
            i = M2(1,7);
            o = M2(1,8);
        case 3
            h = 6450;
            n = 2139;
            i = M2(1,9);
            o = M2(1,10);
    end
end

retribucion = pot*h*149.4365+pot*n*(52.35+o)+pot*i;
compReactiva = (3.48*h*pot)/2;

% AQUI EMPIEZA 2014-2016

t = 0;
else
    switch (handles.mnTipo.Value)
        case 2
            switch (handles.mnAlmCCP.Value)
                case 2
                    t = 1;
                case 3
                    t = 2;
                case 4
                    t = 3;
            end
        case 3
            if (handles.mnAlmFre.Value == 2)
                t = 6;
            end
        case 4
            switch (handles.mnAlmTRC.Value)
                case 2
                    t = 4;
                case 3
                    t = 5;
            end
    end

    retribucion = pot*M3(year-2012,t)*(M4(year-2013)+M2(year-2012,2*t))+pot*M2(year-2012,2*t-1);
    compReactiva = 0;
```

```
end

total = retribucion + compReactiva
format longG;
handles.tblResultado.Data(:,year-2006) =
cellstr(num2str([retribucion; compReactiva; total]/1e6, '%.5g'));

end

plot(handles.axes3, str2double(handles.tblResultado.ColumnName),
str2double(handles.tblResultado.Data(3,:))*1e6);
set(handles.axes3, 'YLim',[0 9]*1e7, 'YTick',(0:9)*1e7,
'YTickLabel',strcat(num2str((0:10:90)'), ' M EUR'));

% --- Executes when entered data in editable cell(s) in tblResultado.
function tblResultado_CellEditCallback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to tblResultado (see GCBO)
% eventdata  structure with the following fields (see
MATLAB.UI.CONTROL.TABLE)
%   Indices: row and column indices of the cell(s) edited
%   PreviousData: previous data for the cell(s) edited
%   EditData: string(s) entered by the user
%   NewData: EditData or its converted form set on the Data property.
Empty if Data was not changed
%   Error: error string when failed to convert EditData to appropriate
value for Data
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes when selected cell(s) is changed in tblResultado.
function tblResultado_CellSelectionCallback(hObject, eventdata,
handles)
% hObject    handle to tblResultado (see GCBO)
% eventdata  structure with the following fields (see
MATLAB.UI.CONTROL.TABLE)
%   Indices: row and column indices of the cell(s) currently selecteds
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function tblResultado_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to tblResultado (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
called
```

ANEXO II

AMORTIZACIÓN DEL PRESUPUESTO: CATEGORÍA “ORDENADOR PERSONAL”

Datos:

- Ordenador iMac 21' con coste de 1.300€.
- Tiempo de uso de 100 días.
- Tiempo de vida útil estimada de 7 años.

$$\text{Amortización} = \text{Coste Ordenador} \cdot \frac{\text{Tiempo de uso}}{\text{Tiempo de vida útil}}$$

$$\text{Amortización} = 1300 \text{ €} \cdot \frac{100 \text{ días}}{365 \text{ días/año} \cdot 7 \text{ años}} = 50,88 \text{ €}$$

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España, REE. Descenso consecutivo de la demanda eléctrica, 2013. [web] <<http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2013/12/la-demanda-de-energia-electrica-desciende-un-2-1-en-2013>> [última consulta diciembre 2014]
- [2] María Ángeles Moreno López de Saa. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid. Asignatura de Sistemas Eléctricos, 2013.
- [3] ENDESA. Centrales eléctricas, 2014. [web] <http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas> [última consulta diciembre 2014]
- [4] Red Eléctrica de España, REE. [web] <<http://www.ree.es/es>> [última consulta diciembre 2014]
- [5] Mercedes de Vega Blázquez. Departamento de Ingeniería Térmica y Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid. Asignatura de Centrales Eléctricas I, 2014. Centrales Térmicas, Centrales Nucleares, Centrales de ciclo combinado, Centrales Hidráulicas.
- [6] Elaboración propia.
- [7] UNESA. Tecnologías de generación de electricidad. Funcionamiento de las centrales eléctricas. [web] <<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>> [última consulta diciembre 2014]
- [8] Massachusetts Institute of Technology, MIT, Technology Review. Peter Fairley. El carbón limpio en las centrales térmicas, 2014. [web] <<https://www.technologyreview.es/energia/35194/china-cierra-la-brecha-del-carbon-limpio/>> [última consulta diciembre 2014]

- [9] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, MINETUR. Centrales Nucleares en España. [web]
<<http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/centrales/espana/paginas/centralesespana.aspx>> [última consulta diciembre 2014]
- [10] Mónica Chinchilla. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid, asignatura de Generación eólica y fotovoltaica, 2013.
- [11] Red Eléctrica de España, REE. Demanda y producción de electricidad en tiempo real, su estructura de generación y emisiones de CO₂. [web]
<<https://demanda.ree.es/movil/peninsula/demanda/total>> [última consulta diciembre 2014]
- [12] IBERDROLA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, OCEAN SYSTEM. Situación y perspectivas de la energía del mar, 2011. [web]
<<http://es.slideshare.net/Iberdrola/situacion-y-perspectiva-de-la-energia-del-mar>> [última consulta diciembre 2014]
- [13] Ente Vasco de la Energía, EVE. Energías Marinas. [web]
<<http://www.eve.es/Proyectos-energeticos/Proyectos/Energia-Marina.aspx>> [última consulta enero 2015]
- [14] Hortensia Amarís Duarte. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid. Asignatura de Líneas Eléctricas y Aparatos, 2011. Tema 1: Parámetros eléctricos.
- [15] Ángel Ramos. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid. Asignatura de Gestión de Redes. Gestión de equipos e instalaciones eléctricas, 2010. Transporte y distribución de electricidad, 2010.
- [16] Red Eléctrica de España, REE. Subestación eléctrica de La Elia, 2010. [PDF en línea] <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico_laelianabaja.pdf> [última consulta enero 2015]
- [17] Red Eléctrica de España, REE. El sistema eléctrico español. Síntesis de 2010, 2011. [PDF en línea]
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis_ree_2010.pdf> [última consulta enero 2015]
- [18] Red Eléctrica de España, REE. El sistema eléctrico español. Síntesis de 2011, 2012. [PDF en línea]
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis_ree_2011_v4.pdf> [última consulta enero 2015]
- [19] Red Eléctrica de España, REE. El sistema eléctrico español. Síntesis de 2012. [PDF en línea]

<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis_ree_2012_v3.pdf>
[última consulta enero 2015]

[20] Red Eléctrica de España, REE. El sistema eléctrico español. Avance del informe 2013. [PDF en línea]
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2013.pdf> [última consulta enero 2015]

[21] Red Eléctrica de España, REE. El sistema eléctrico español. Avance del informe 2014. [PDF en línea]
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014b.pdf> [última consulta enero 2015]

[22] Julio Usaola García. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Carlos III de Madrid. Asignatura de Regulación de Sistemas Eléctricos, 2012. Tema 4: Mercados de energía eléctrica.

[23] El Observatorio Crítico de la Energía. Cristóbal J. Gallego y Marta Victoria. Entiende el mercado eléctrico. [PDF en línea]
<http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf> [última consulta enero 2015]

[24] Red Eléctrica de España, REE. Centro de Control Eléctrico, CECOEL. [PDF en línea]
<http://www.ree.es/sites/default/files/folleto_cecoel.pdf> [última consulta enero 2015]

[25] Red Eléctrica de España, REE. Centro de Control para el Régimen Especial. [PDF en línea] <<http://www.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.exe?CMD=VEROBJ&MLKOB=371748174545>> [última consulta enero 2015]

[26] Operador del Mercado Ibérico Portugués, OMIP. Mercado Ibérico de la Electricidad. [web] <<http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/es-ES/Default.aspx>> [última consulta enero 2015]

[27] Energía y Sociedad. Mercado eléctrico mayorista. [web]
<<http://www.energiaysociedad.es/ficha/el-mercado-mayorista>>

[28] Energía y Sociedad. Glosario, definición mercados Over The Counter, OTC. [web]
<<http://www.energiaysociedad.es/glosario-int.asp?urlseccion=economicos>> [última consulta enero 2015]

[29] Operador del Mercado Ibérico Español, OMIE. Casación de ofertas 07/01/15. [web] <<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>> [última consulta enero 2015]

- [30] Energía y sociedad. Mercado eléctrico minorista. [web]
<<http://www.energiaysociedad.es/ficha/comercializacion>> [última consulta enero 2015]
- [31] Operador del Mercado Ibérico Español, OMIE. Mercado de electricidad. [web]
<<http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/diario-e-intradia>> [última consulta enero 2015]
- [32] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, MINETUR. Alberto Carbajo. Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste. Servicios complementarios. [PDF en línea]
<<http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf>> [última consulta enero 2015]
- [33] UNITED NATIONS, Cumbre para la Tierra. [web]
<<http://www.un.org/spanish/conferences/cumbre&5.htm>> [última consulta abril 2015]
- [34] Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. [web]
<<http://www.idae.es/>> [última consulta abril 2015]
- [35] Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. Plan de Energías Renovables 2005-2010. [PDF en línea]
<[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.\(modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)> [última consulta febrero 2015]
- [36] Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. Plan de Energías Renovables 2011-2020. [PDF en línea]
<http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf> [última consulta febrero 2015]
- [37] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; MINETUR. Plan de Energías Renovables 2011-2020 Volumen I. [PDF en línea]
<http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novedades/Documents/PER_2011-2020_VOL_I.pdf> [última consulta febrero 2015]
- [38] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; MINETUR. Plan de Energías Renovables 2011-2020 Volumen II. [PDF en línea]
<http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Novedades/Documents/PER_2011-2020_VOL_II.pdf> [última consulta febrero 2015]
- [39] I+D ENERGÍA. Historia de la energía solar térmica. [web]
<<http://www.idenergia.com/blog/historia-energia-solar-termica-i>> [última consulta febrero 2015]

- [40] SITIO SOLAR. Historia de la energía solar térmica, 2013. [web]
<<http://www.sitiosolar.com/historia-de-la-energia-solar-termica-parte-i/>> [última consulta febrero 2015]
- [41] PROTERMOSOLAR. El sector en cifras. 2015. [web]
<<http://www.protermosolar.com/honorificos/el-sector-en-cifras/>> [última consulta febrero 2015]
- [42] PROTERMOSOLAR. [web] <<http://protermosolar.com/>> [última consulta abril 2015]
- [43] TEKNIKER. Tecnologías Solares Termoeléctricas. Cristóbal Villasante. Energías renovables. [PDF en línea] <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/Articulo_Revision_Tecnologias_Solares_Termoelectricas_.pdf> [última consulta febrero 2015]
- [44] RENOVETEC. [libro] Fragmentos de Sistema HTF en centrales termosolares. Fragmentos de Fluidos caloportadores.
- [45] CSP-Today. Punto de congelación de sales y aceite térmico. [web]
<<http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/csp-en-altitudes-elevadas-%C2%BFsales-fundidas-o-aceite-mineral>> [última consulta marzo 2015]
- [46] INGETEAM. Plantas de generación de energía. Bloque de potencia termosolar. [web] <http://www.ingeteam.com/es-es/energia/plantas-de-generacion-de-energia/p15_25_73_11/suministro-epclave-en-mano-de-bloques-de-potencia.aspx> [última consulta febrero 2015]
- [47] OPEX ENERGY. Sistemas de refrigeración principal en termosolares. [web]
<http://opex-energy.com/termosolares/sistema_refrigeracion_principal_mcw.html> [última consulta febrero 2015]
- [48] FENERCOM. Guía de la energía solar termoeléctrica. Comunidad de Madrid. 2012. [PDF en línea] <<http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>> [última consulta marzo 2015]
- [49] TORRESOL ENERGY. Valle 1 y Valle 2. Funcionamiento básico. [PDF en línea] <http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4cb70dac603e6/valle1_valle2_plants.pdf> [última consulta marzo 2015]
- [50] SOLAR MILLENIUM. Centrales con colectores cilindro parabólicos. [web]
<<http://www.solarmillennium.de/espa%C3%B1ol/archiv/tecnologia/centrales-cilindro-parabolicas/index.html>> [última consulta febrero 2015]
- [51] TORRESOL ENERGY. Gemasolar. Funcionamiento básico. [PDF en línea] <http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4cb709fe34477/GEMASOLARPLANT.pdf> [última consulta marzo 2015]

[52] RENOVALIA ENERGY. Central de discos cilindro parabólicos de Casas de los Pinos, Cuenca. [web] < <http://www.renovalia.com/energia-fotovoltaica-de-concentracion/>> [última consulta marzo 2015]

[53] APERCA, SOLAR PACES. Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009. [PDF en línea]
<http://www.aperca.org/temp/pdf/concentracion_2009.pdf> [última consulta febrero 2015]

[54] IDAE. Comparativa de las diferentes tecnologías. Energía solar termoelectrica [web]
<<http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/relecategoria.1026/id.159/rele menu.328>> [última consulta febrero 2015]

[55] GAS NATURAL FENOSA. Energía Solar Térmica. [web]
<<http://www.empresaeficiente.com/es/catalogo-de-tecnologias/energia-solar-termica#ancla>> [última consulta febrero 2015]

[56] METEONORM. Radiación solar de la corteza terrestre. [web]
<<http://meteonorm.com/>> [última consulta febrero 2015]

[57] SENER. Alianza III – SENER, Ingeniería y Sistemas. Centrales Termosolares (17-50MWe), Octubre 2005, México DF. [PDF en línea]
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3716/3/borja_zarraga.pdf> [última consulta diciembre 2014]

[58] Pedro Fernández Díez. Departamento de ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria, 2009. [libro] Procesos termosolares en baja media y alta temperatura. Ángulos solares

[59] OPEN COURSE WARE. Tema 4. Radiación solar incidente en superficies no horizontales. [PDF en línea] <<http://ocw.unia.es/ciencias-tecnologicas/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/tema-4>> [última consulta febrero 2015]

[60] Antonio Creus Solé, S.L. Ediciones Ceysa. Cano Pina. [libro] Energía Termosolar, 2010.

[61] BOE. *Ley 54/1997, de 28 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

[62] BOE. *Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.*

[63] BOE. *Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento*

[64] BOE. *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

[65] BOE. *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

[66] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, MINETUR. Estructura de las tarifas de suministro. Recogido en Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre. [web] <<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/tarifas/mercadoliberalizado/paginas/estructuratarifas.aspx>> [última consulta febrero 2015]

[67] BOE. *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*

[68] BOE. *Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.*

[69] BOE. *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*

[70] BOE. *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

[71] BOE. *Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.*

[72] BOE. *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.*

[73] BOE. *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.*

[74] BOE. *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

[75] BOE. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

[76] GOLD ABOGADOS. Resumen Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. [PDF en línea] <<http://goldabogados.com/2012/es/wp-content/uploads/2014/01/Resumen-LSE2.pdf>> [última consulta marzo 2015]

[77] BOE. *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

[78] BOE. *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.*

[79] BOE. *Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.*

[80] BOE. *Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

[81] BOE. *Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

[82] BOE. *Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

[83] BOE. *Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

[84] BOE. *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*

[85] BOE. *Orden IET/1882/2014, de 14 de octubre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoelectricas.*

[86] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC. *Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación*. [PDF en línea]

<http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/140403_Informe_Renovables.pdf> [última consulta abril 2015]

[87] Holly Moore. [libro] *MatLab para ingenieros*. Prentice Hall México, 2007.

[88] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, MINETUR. Información sobre los resultados de la reforma eléctrica. Abril 2015. [PDF en línea]

<<http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2015/documents/npcomparecenciaensenado090415.pdf>> [última consulta abril 2015]